

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

.....
MESTRADO EM ENGENHARIA ELETROTECNICA

SISTEMAS ELETRICOS DE ENERGIA



PRODUÇÃO CENTRALIZADA A BIOGÁS - ANÁLISE DO IMPACTO A NÍVEL COOPERATIVO



Filipe Pereira Sampaio

novembro de 2012

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

MESTRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA - SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA

PRODUÇÃO CENTRALIZADA A BIOGÁS - ANÁLISE DO IMPACTO A NÍVEL COOPERATIVO

Filipe Pereira Sampaio

filsampaio@gmail.com

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica pelo
Instituto Superior de Engenharia do Porto

novembro de 2012

Dissertação para satisfação parcial dos requisitos do grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia

Dissertação desenvolvida sobre a orientação científica da Doutora Teresa Alexandra
Ferreira Mourão Pinto Nogueira e do Eng.º Bruno Filipe da Silva Teixeira.

Resumo

A utilização de energia renovável é hoje tema abordado em todo o mundo, devido à preocupação com a preservação do meio ambiente. Entre as energias renováveis, a biomassa destaca-se pela excelente disponibilidade que possui. Os dejetos bovinos são uma das mais abundantes, o qual tem grande potencial energético, se fermentado corretamente em biodigestores, obtendo como um dos produtos finais, o biogás. Esse gás é constituído na sua maior parte por gás metano (CH_4) que é altamente inflamável.

Neste trabalho pretende-se fazer a avaliação do potencial energético das propriedades de produção de leite na região do concelho de BRAGA aplicando uma tecnologia de queima de biogás e de produção de eletricidade utilizando um sistema de cogeração convencional e uma tecnologia mais recente, o *Organic Rankine Cycle* (ORC) e explicitando a respetiva análise económica. As opções por um sistema ORC na central em análise foram justificadas ponderando as vantagens e desvantagens deste ciclo em relação ao ciclo de vapor de água. O objetivo é a obtenção de energia elétrica e térmica e o aumento do rendimento global da instalação com o aproveitamento de todas as energias disponíveis, assim como a eliminação da toxidade dos dejetos para aproveitamento como biomassa.

Partindo do levantamento bibliográfico e caracterização das diversas propriedades existentes no concelho, utilizando a tecnologia mais indicada e atual para este tipo de instalação. A biomassa utilizada foi uma mistura de dejetos bovinos com água. O biogás produzido foi convertido em energia elétrica e térmica, através da sua queima. Tem-se assim uma central que além de dar destino adequado aos dejetos animais, diminui a contaminação ambiental, evita a emissão de gás metano para a atmosfera e produz biogás.

Efetua-se os cálculos económicos para dois cenários distintos, implementação de uma central de valorização de biogás em cada um dos oito maiores produtores de leite do núcleo de Penso e o aproveitamento dos dejetos produzidos pelos mesmos para implementação de uma central global de recolha dos mesmos, onde é feito o tratamento dos mesmos e a consequente produção de biogás. Na análise económica foram utilizados os seguintes critérios: o VAL (valor atual líquido), a TIR (taxa interna de rentabilidade) e o Período de Retorno Financeiro do Projeto.

Abstract

The use of renewable energy is now subject addressed worldwide, due to concerns about environmental preservation, among renewable, biomass stands out for having excellent availability. The cattle manure is one of the most abundant, which has great energy potential, if properly fermented in anaerobic digesters, obtaining as a final product, biogas. This gas consists mostly of methane (CH_4) which is highly flammable.

This work is intended to make the assessment of the energy potential of the properties of milk production in the region of the municipality of Braga applying a technology-burning biogas production and electricity cogeneration system using a conventional and newer technology, the Organic Rankine Cycle (ORC) and explaining the respective economic analysis. The options for a central system ORC in analysis were justified considering the advantages and disadvantages of this cycle with respect to the cycle of water vapor. The goal is to obtain electrical and thermal energy and increasing overall efficiency of the plant with the use of all available energies, as well as elimination of the toxicity of the waste for use as biomass.

Based on the literature review and characterization of various properties in the municipality, using the most appropriate and current technology for this type of installation. The biomass used was a mixture of cattle manure with water. The biogas produced is converted into electrical and thermal energy by burning. It has thus become a central destination that besides giving adequate for animal waste, reduces environmental contamination, prevents the emission of methane into the atmosphere and produces biogas.

Makes up the economic calculations for two different scenarios, implementing a central biogas recovery in each of the eight largest producers of milk in core of Penso and utilization of manure produced by the same central to implementing a comprehensive collection of the same, it is made of the same treatment and the consequent production of biogas. In the economic analysis, we used the following criteria: the NPV (Net Present Value), IRR (Internal Rate of Return) and Payback of the Project.

Aos meus pais
À Inês

Agradecimentos

A execução desta Dissertação de Mestrado resultou de muito trabalho, não sendo um trabalho individual. Assim sendo, não posso deixar de agradecer a todos os que me auxiliaram na sua realização e não me deixaram desistir:

Aos meus pais, agradecer o apoio e o estarem presentes.

A Inês a rir ou não mas sempre decidida.

Ao Bruno, pela proteção ao português, ajuda com as formatações do Word. Mas muito mais importante pelo seu apoio e amizade.

Ao Nenad pela ajuda nos desenhos.

Por último, agradecer à Doutora Teresa Nogueira pela disponibilidade e apoio na realização deste trabalho.

Muito Obrigado...

Índice

1. Introdução.....	1
1.1. Enquadramento do problema e motivação	1
1.2. Objetivos do trabalho e campo de aplicação	3
1.3. Organização da dissertação	4
2. Principais tecnologias de digestão anaeróbica e produção de biogás.....	5
2.1. A Digestão Anaeróbica no Mundo.....	5
2.2. O Processo de Digestão Anaeróbica	7
2.2.1. Fatores que Afetam a Digestão Anaeróbica.....	8
2.3. Tipos de Biodigestor.....	9
2.3.1. Biodigestor Tipo Indiano.....	10
2.3.2. Biodigestor Tipo Chinês	11
2.3.3. Biodigestor Tipo Lagoa Coberta (Covered-Lagoon)	11
2.3.4. Digestor Tipo Mistura Completa (Complete-Mix Digester)	12
2.3.5. Digestor de Fluxo de Corrente (Plug-Flow Digester).....	13
2.3.6. Digestor de Polietileno de Baixo Custo (Low-Cost Digester)	13
2.4. Caracterização do Biogás.....	14
2.4.1. Utilização do Biogás	15
2.4.2. Tratamento do Biogás.....	16
2.5. O Biofertilizante	17
2.6. Escalas de Aproveitamento do Biogás.....	19

2.6.1.	Utilização do Biogás em Pequenas Propriedades Familiares	19
2.6.2.	Utilização do Biogás em Médias e Grandes Propriedades	22
3.	Tecnologias de Cogeração Associadas à Produção de Energia Elétrica	25
3.1.	Cogeração no mundo	26
3.2.	Evolução da cogeração em Portugal	27
3.3.	Tipos de cogeração	29
3.4.	Tecnologias de cogeração.....	30
3.4.1.	Definições das principais tecnologias de cogeração	31
3.4.2.	Cogeração com caldeira e turbina a vapor	33
3.4.2.1.	Caldeiras a vapor	33
3.4.2.2.	Turbina de Vapor	37
3.4.2.3.	Vantagens e desvantagens da turbina a vapor	45
3.4.3.	Cogeração com turbinas a gás.....	45
3.4.3.1.	Vantagens e desvantagens da turbina a gás	49
3.4.4.	Cogeração de ciclo combinado	49
3.4.4.1.	Vantagens e desvantagens do ciclo combinado:	50
3.4.5.	Microssistemas de cogeração	51
3.4.5.1.	Microturbinas.....	52
3.4.5.2.	Células a combustível	53
3.5.	Ciclo Orgânico de Rankine (ORC - Organic Rankine Cycle).....	54
3.5.1.	Comparação entre o Organic Rankine Cycle e o Ciclo de Rankine Convencional	58
3.5.2.	Escolha do fluido de trabalho.....	59
3.5.3.	Máquina de expansão.....	61
3.5.3.1.	Escolha da máquina de expansão	61
3.6.	Vantagens e desvantagens da cogeração	63
3.6.1.	Aplicações.....	64
3.7.	Enquadramento legal do setor	66
3.8.	Classificação quanto à eficiência (CEE).....	67
3.8.1.	Modalidade geral	68
3.8.2.	Modalidade especial.....	69
4.	Caraterização da área de estudo, do plantel bovino e do modelo económico	71
4.1.	Caraterização e descrição da área de estudo	73
4.1.1.	Capacidade de armazenamento.....	78

4.2.	Análise do plantel de bovinos.....	81
4.3.	Análises quantitativas e financeiras.....	81
5.	Dimensionamento da central de valorização de biogás e discussão de resultados.....	85
5.1.	Dimensionamento e características técnicas de uma central de valorização de biogás tipo para unidades de pequena dimensão	86
5.1.1.	Capacidade das propriedades para produzir resíduos agropecuários	86
5.1.2.	Capacidade de produção de biogás.....	88
5.1.3.	Dimensionamento da central de valorização de biogás.....	89
	• Medidas de segurança associadas a instalações com digestores anaeróbios e armazenamento de biogás.....	90
5.1.4.	Análise da viabilidade económica da implementação de uma central individual	100
5.2.	Dimensionamento e características técnicas de uma central de valorização de biogás para reunião de dejetos animal a nível cooperativo	105
5.2.1.	Descrição dos equipamentos constituintes da central.....	106
5.2.1.1.	Biodigestor	106
5.2.1.2.	Unidade de compressão de ar (compressor).....	106
5.2.1.3.	Gasómetro.....	107
5.2.1.4.	Grupo Gerador;	107
5.2.1.5.	Aquecimento do biodigestor	112
5.2.2.	Análise da viabilidade económica da implementação de uma central global	113
5.3.	Análise de sensibilidade às diversas tecnologias de produção de energia do cenário II	118
5.3.1.	Remuneração da energia elétrica.....	118
5.3.2.	Remuneração da energia térmica.....	120
5.4.	Análise dos diversos impactos da implementação de uma central de valorização de biogás	121
5.4.1.	Análise ambiental	121
5.4.2.	Gases de efeito de estufa	123
5.4.3.	Análise da produção de biofertilizante	124
5.5.	Discussão de resultados.....	125
6.	Conclusão.....	129
6.1.	Análises Conclusivas.....	129
6.2.	Trabalhos Futuros.....	132

Referências Bibliográficas	133
Anexos.....	141

Índice de Figuras

Figura 2.1 Estrutura de um digestor usando o modelo caixa-preta	7
Figura 2.2 Biodigestor modelo indiano	10
Figura 2.3 Biodigestor modelo chinês	11
Figura 2.4 Biodigestor de cobertura hermética de PVC	12
Figura 2.5 Biodigestor tipo mistura completa	12
Figura 2.6 Biodigestor de fluxo de corrente	13
Figura 2.7 Biodigestor plástico de baixo custo	14
Figura 2.8 Integração da DA em sistemas agropecuários	20
Figura 2.9 Biodigestor familiar	21
Figura 2.10 Componentes e produtos de um sistema de recuperação de biogás	22
Figura 2.11 Sistema de Energia Integrado numa fazenda leiteira	23
Figura 3.1 Primeira central de cogeração, na cidade de Nova York, 1882	26
Figura 3.2 Contribuição da cogeração no mix energético	27
Figura 3.3 Contribuição da cogeração para o mix energético em Portugal	28
Figura 3.4 Intervalos de temperatura de funcionamento do “topping system” e “bottoming system”	30
Figura 3.5 Esquema típico de representação de uma célula de combustível	32
Figura 3.6 Sistemas com turbinas de contrapressão e turbinas de condensação	33
Figura 3.7 Módulo de uma caldeira	34
Figura 3.8 Esquema dos sistemas de leito fluidizado borbulhante e circulante	37

Figura 3.9 Módulo de uma Turbina a Vapor	38
Figura 3.10 Funcionamento base do sistema de cogeração com turbina a vapor	39
Figura 3.11 Vapor num sistema de turbina a vapor	40
Figura 3.12 Esquema de uma unidade de cogeração com turbina de vapor de contrapressão.....	41
Figura 3.13 Esquema de uma unidade de cogeração com turbina de vapor de extração-condensação.....	42
Figura 3.14 Sistema de cogeração com turbina a vapor “contrapressão”	43
Figura 3.15 Sistema de cogeração com turbina a vapor de condensação.....	43
Figura 3.16 Esquema de uma turbina a vapor operando sem cogeração e uma outra num sistema de cogeração	44
Figura 3.17 Balanço térmico típico de uma turbina a vapor operando sem cogeração e uma outra num sistema de cogeração industrial.....	44
Figura 3.18 Funcionamento típico dum sistema com turbina a gás	46
Figura 3.19 Esquema de uma turbina a gás operando sem cogeração e uma outra num sistema de cogeração	47
Figura 3.20 Balanço térmico típico de uma turbina a gás a funcionar sem cogeração e uma outra num sistema de cogeração.....	47
Figura 3.21 Turbina a gás usada na cogeração	48
Figura 3.22 Esquema generalizado de um sistema de cogeração em ciclo combinado	49
Figura 3.23 Distribuição energética da cogeração em ciclo combinado	50
Figura 3.24 Sistema de cogeração residencial utilizando motor Stirling (de baixa utilização comercial), capacidade de 7,5kW de água quente e 1kW de eletricidade em sincronia com a rede de distribuição local	51
Figura 3.24 Planta de cogeração utilizando 6 microturbinas de 60kW cada, fornecendo calor a um chiller de absorção ³ de 520kW.....	53
Figura 3.25 Célula a combustível tipo “PEFC”	54
Figura 3.26 Diagrama TS das fases do fluido orgânico no ORC	55
Figura 3.27 Esquema de princípio de funcionamento de um sistema ORC	56
Figura 3.28 Perspetiva de uma instalação ORC.....	56
Figura 3.29 Representação esquemática de funcionamento do módulo ORC	57
Figura 3.30 Diagrama do fluxo de energia do ciclo ORC	58
Figura 3.31 Comparação entre o rendimento do ORC e outras máquinas térmicas para diferentes gamas de potência.....	59

Figura 3.32 Máquina de expansão de duplo parafuso para aplicação no Ciclo Orgânico de Rankine	61
Figura 4.1 Entradas e saídas de azoto numa exploração leiteira típica	75
Figura 4.2 Explorações sem capacidade de armazenamento de acordo com o DL 202/2005	79
Figura 5.1 Valores do VAL para cada propriedade em cada cenário.....	103
Figura 5.2 Valores da TIR para cada propriedade em cada cenário.....	104
Figura 5.3 Princípio de funcionamento de uma turbina a gás.....	108
Figura 5.4 Princípio de funcionamento de um motor a gás	109
Figura 5.5 Princípio de funcionamento de uma unidade ORC	111
Figura 5.6 Valor do VAL para cada projeto.....	117
Figura 5.7 Valor da TIR para cada projeto.....	117
Figura 5.8 Influência da remuneração da energia elétrica no VAL	118
Figura 5.9 Influência da remuneração da energia elétrica naTIR.....	119
Figura 5.10 Influência da remuneração da energia elétrica no <i>Payback</i>	119
Figura 5.11 Influência da remuneração da energia térmica no VAL	120
Figura 5.12 Influência da remuneração da energia térmica na TIR	120
Figura 5.13 Influência da tarifa da energia térmica no PAYBACK	121

Índice de Tabelas

Tabela 2.1 Produção de biogás a partir de diferentes substratos	8
Tabela 2.2 Composição típica do biogás	14
Tabela 2.3 Equivalência aproximada de 1,0 m ³ de biogás	15
Tabela 2.4 Usos finais do biogás.....	15
Tabela 2.5 Principais componentes do biofertilizante	18
Tabela 3.1 Vantagens e desvantagens da turbina a vapor	45
Tabela 3.2 Vantagens e desvantagens da turbina a gás	49
Tabela 3.3 Propriedades dos fluidos orgânicos.....	60
Tabela 3.4 Nomes das empresas contactadas	62
Tabela 3.5 Especificações dadas pelo fabricante da máquina de expansão	62
Tabela 4.1 Balanço entre as entradas e saídas numa exploração	76
Tabela 4.2 Capacidade de armazenamento das explorações.....	79
Tabela 4.3 Caraterização da situação das explorações com capacidade de armazenamento igual a zero.....	80
Tabela 4.4 Caraterização da situação com capacidade de armazenamento inferior à prevista no DL 202/2005	80
Tabela 4.5 Plantel bovino do núcleo de Penso e de Espinho/Pedralha.....	81
Tabela 5.1 Produção de resíduos e as principais caraterísticas físico-químicas para algumas espécies pecuárias.....	86
Tabela 5.2 Produção de resíduos nas propriedades alvo de estudo no concelho de Braga.....	87
Tabela 5.3 Produção de biogás a partir de resíduos pecuários.....	88

Tabela 5.4 Produção de biogás nas propriedades alvo de estudo no concelho de Braga	89
Tabela 5.5 Dimensão dos diferentes biodigestores para cada propriedade	90
Tabela 5.6 Características gerais dos compressores escolhidos	93
Tabela 5.7 Características gerais dos gasómetros escolhidos	94
Tabela 5.8 Grupos geradores disponíveis para aplicação.....	98
Tabela 5.9 Potências indicadas para cada propriedade	99
Tabela 5.10 Investimentos e custos de operação para cada produtor	101
Tabela 5.11 Produção de energia elétrica em cada propriedade.....	101
Tabela 5.12 Proveitos anuais de cada produtor.....	102
Tabela 5.13 Parâmetros financeiros de cada produtor para os dois cenários.....	103
Tabela 5.14 Variação entre os resultados alcançados para os dois cenários.....	104
Tabela 5.15 Quantidade e características de biogás disponível	105
Tabela 5.16 Fluxo de biogás disponível.....	105
Tabela 5.17 Dimensões do biodigestor proposto	106
Tabela 5.18 Dimensões do compressor proposto.....	107
Tabela 5.19 Dimensões e características do gasómetro proposto.....	107
Tabela 5.20 Características da turbina a gás escolhida	110
Tabela 5.21 Características do equipamento de aproveitamento térmico escolhido para a turbina	110
Tabela 5.22 Características do equipamento de aproveitamento térmico escolhido..	111
Tabela 5.23 Características do equipamento de aproveitamento térmico escolhido para o motor	111
Tabela 5.24 Características da unidade de ORC escolhida	112
Tabela 5.25 Investimentos e custos de operação para cada projeto.....	114
Tabela 5.26 Produção de energia elétrica e térmica para cada projeto	115
Tabela 5.27 Proveitos anuais de cada projeto.....	116
Tabela 5.28 Parâmetros financeiros de cada projeto.....	116
Tabela 5.29 Estimativa da redução de NQO pelo uso de biodigestor	122
Tabela 5.30 Estimativa da quantidade de contaminantes produzidos pela produção de bovinos	123
Tabela 5.31 Estimativa da redução da emissão dos gases de efeito de estufa.....	123
Tabela 5.32 Estimativa do biofertilizante produzido pelos dejetos	124

Lista de Siglas e Abreviaturas

€ - Euro

°C - Grau Centigrado

% - percentagem

ACEEE - American Council for an Energy-Efficient Economy

atm - Atmosfera

BFB - Leito Fluidizado Borbulante

CF - *Cash-flow*

CHP - Combined Heat and Power

COGEN - Associação Portuguesa para a Eficiência Energética e Promoção da Cogeração

CN - Cabeças Normais

CFB - Leito Fluidizado Circulante

DA - Digestão Anaeróbica

DRA - Direção Regional de Agricultura

E-FER - Eletricidade produzida a partir de Fontes de Energia Renováveis

ENE - Estratégia Nacional para a Energia

ETAR - Estação de Tratamento de Águas Residuais

EJ - Exajoule

EDM - Entre Douro e Minho

EPA - Environmental Protection Agency

EUA - Estados Unidos da America

FESR - Fator de Poupança de Combustível

GPL - Gás de Petróleo Liquefeito

GWh - Giga Watt-hora

GEE - Gases de Efeito Estufa

h - Hora

IVA - Imposto sobre o Valor Acrescentado

kWh - kilo Watt hora

kWe - Kilo Watt Elétrico

kWt - Kilo Watt Térmico

kVA - Kilo Volt Ampere

kg - Kilograma

kj - Kilojoule

l -Litro

m³ - Metros Cúbicos

Mtep - Milhões de Toneladas Equivalente de Petróleo

MW - Mega Watt

MWe - Mega Watt Elétrico

MWt - Mega Watt Térmico

Mj - Megajoule

NFM - Necessidades de Fundo de Maneio

NQO - Necessidade Química de Oxigénio

ORC - Organic Rankine Cycle

PCI - Poder Calorífico Inferior

pH - Potência de Hidrogénio

PNAC - Programa Nacional para as Alterações Climáticas

ppm - partes por milhão

psig - pounds per square inch gauge

PTN - Condições Normais de Pressão e Temperatura

PVC - Policloreto de Vinilo

PJ - Petajoule

REE - Rendimento Elétrico Equivalente

RSU - Resíduos Sólidos Urbanos

SEN - Sistema Elétrico Nacional

SEP - Sistema Elétrico Público

SNGN - Serviço Nacional de Gás Natural

ST - Sólidos Totais

SAU - Superfície Agrícola Utilizada

tep - tonelada equivalente de petróleo

t - Tonelada

TIR - Taxa Interna de Rentabilidade

TRH - Tempo de Retenção Hidráulico

UE - União Europeia

VAL - Valor atual Líquido

W - Watt

ZV - Zonas Voláteis

Lista de Abreviaturas Químicas

CH_4 - Metano

CO_2 - Dióxido de Carbono

H_2 - Hidrogénio

H_2S - Sulfureto de Hidrogénio

HFC - Hidrocarbonetos Fluorados

HCFC - Hidroclorofluorcarboneto

HCOOH - Ácido Metanóico

N - Azoto

N_2O - Óxido de Nitroso

NH_3 - Amoníaco

P - Fósforo

PFC - Hidrocarbonetos Perfluorados

SF_6 - Hexafluoreto de Enxofre

1. Introdução

1.1. Enquadramento do problema e motivação

As alterações climáticas e a independência energética têm sido os grandes motores de toda uma mudança no panorama internacional em relação às fontes de energia. Devido aos aumentos dos preços dos produtos petrolíferos e aos problemas originados pelas emissões resultantes da utilização dos mesmos, as energias ditas verdes ou renováveis voltaram à ribalta, mas desta vez para ficarem, não voltarão a ser abandonadas com a descida dos preços do petróleo, como acontecera na década de 70. Mesmo que o preço do barril de petróleo desça para valores que torne os combustíveis fósseis economicamente mais rentáveis, existem metas a cumprir em termos de emissões de gases com efeito de estufa (GEE) que muitos países se comprometeram a levar a cabo, sendo que o seu incumprimento pode levar à aplicação de pesadas sanções.

A crescente preocupação com o agravamento deste fenómeno climático ao longo deste século foi determinante para a realização e assinatura do famoso protocolo de Quioto, que veio colocar metas para a redução das emissões de GEE, metas essas que estabeleciam uma redução em média de pelo menos 5% em relação às emissões de 1990, referentes a cada país, tendo estas que ser cumpridas no período de 2008 a 2012. Em 1997 a Comissão Europeia fez a ambiciosa proposta aos estados membros da UE para que fosse colocada uma meta de 12% de energia produzida a partir de fontes renováveis até 2010. O novo pacote de medidas da UE para 2020 em matéria de alterações climáticas e de energias renováveis (Directiva 2009/28/CE) propõe um compromisso de redução mínima de 20% de emissões de GEE até ao ano 2020, tendo como principais objetivos o aumento da utilização das energias renováveis para pelo menos 20% da produção energética total e a redução do consumo de energia para

20%, mediante um aumento da eficiência energética. O setor dos transportes deve possuir pelo menos 10% do seu combustível proveniente de fontes renováveis.

No panorama atual os países que lideram o “top ten” do ranking das emissões de GEE em termos absolutos são a China, os EUA, a Rússia, a Índia, o Japão, a Alemanha, o Canadá, o Reino Unido, o Irão e o México. Se os 27 estados membros da UE entrassem no ranking como um único país, então a UE pontificava no terceiro lugar, entre os EUA e a Rússia. Quando se fala em termos de emissões de dióxido de carbono (CO₂) por habitante a situação torna-se bastante distinta. A China produz cerca de 4,5 toneladas de CO₂ por pessoa, os EUA 19,1, a Rússia 11,2, a Índia 1,2, Japão 9,7, Alemanha 9,7, Canadá 17,4, Reino Unido 8,6, Irão 6,6 e o México 4,1. A UE-27 produz 7,9 toneladas CO₂/habitante (IEA Statistics, 2009).

A procura de fontes alternativas de energia que permitam não só reduzir a dependência energética de fontes externas e também reduzir os níveis de emissões de GEE, deu origem ao desenvolvimento de várias formas de produção de energia renovável, sendo essa variação fruto da utilização de fontes distintas: vento, radiação solar, ondas do mar, calor subterrâneo, massas de água doce ou biomassa. Quanto maior for a diversificação das fontes maior se torna o leque de opções para as diferentes necessidades, daí que a previsão para o futuro seja a da utilização de um “mix” de soluções energéticas, como forma de colmatar tanto as importações de energia como as emissões de GEE.

Segundo (Coldebela, 2004), atualmente estima-se a existência de 2 triliões de toneladas de biomassa no planeta Terra, ou seja, cerca de 300 toneladas/habitante, o que corresponde a oito vezes o consumo de energia primária no mundo, atualmente de 400EJ/ano. A biomassa pode ser encontrada em três classes, sendo elas: sólida, líquida e gasosa e os dejetos animais são os melhores alimentos para os biodigestores, pelo facto de já serem produzidos nos intestinos carregados de bactérias anaeróbias (Silva et. al., 2003).

Conclui (Amaral et al., 2004) que a fermentação desta biomassa em biodigestores apresenta uma excelente alternativa, pois além de reduzir a taxa da poluição e contaminação do ciclo, promove a produção de biogás, utilizado como fonte de energia térmica, mecânica e elétrica, permitindo ainda a utilização do resíduo produzido como biofertilizante. Sendo assim, existem diversos motivos para a elaboração de um projeto a nível cooperativo, para que com o uso da valorização do biogás, ocorra a redução da carga de matéria orgânica lançada no meio ambiente, como controlar a multiplicação de moscas e emissão de odores ofensivos e desagradáveis, diminuir a emissão de dióxido de carbono (CO₂) e metano (CH₄) para a atmosfera através da queima, mostrar o melhor aproveitamento de restos de natureza orgânica e, principalmente, oferecer um melhor destino a esses materiais. Outros motivos, como consciencializar a comunidade sobre os impactos ambientais da emissão de GEE para a atmosfera, o possível agravante do aquecimento global, realçando a importância da preservação de rios e afluentes, manutenção de níveis aceitáveis de saúde e de produção animal com cumprimento de regulamentos e leis da administração rural, também devem ser destacados.

Deste modo, considera-se que o tema do presente estudo se enquadra na política energética nacional, e que vai de encontro aos objetivos do Mestrado em Sistemas Elétricos de Energia. Coloca em prática vários conhecimentos adquiridos no desenrolar do curso, nomeadamente as áreas de energia renovável e de tecnologias de cogeração.

1.2. Objetivos do trabalho e campo de aplicação

O presente documento teve origem na necessidade do autor, enquanto Engenheiro Eletrotécnico, por motivos profissionais, em aprofundar os seus conhecimentos relativamente à valorização energética de biogás em propriedades do tipo agropecuária em larga escala e sobretudo também estudar a viabilidade económica da implementação de sistemas de cogeração de diversas tecnologias. Devido a este fator o autor levou a cabo uma pesquisa tão intensiva no que respeita ao capítulo das tecnologias de cogeração.

A pesquisa bibliográfica acerca dos temas referidos revelou que a informação acerca destes temas se encontrava dispersa por vários documentos redigidos, essencialmente, em língua portuguesa e inglesa.

Este trabalho teve como objetivo geral o ponto seguinte:

- Avaliar a viabilidade técnico-financeira da produção centralizada de energia elétrica e térmica pela valorização de dejetos animais no núcleo de Penso.

Teve como objetivos específicos os pontos seguintes:

- Elaborar uma revisão da literatura sobre os temas relacionados ao desenvolvimento local sustentável, produção distribuída e centralizada de energia elétrica e impactos ambientais da produção de dejetos bovinos;
- Avaliar o potencial impacto ambiental da implementação de uma central de valorização de dejetos bovinos;
- Mensurar o potencial energético do biogás de dejetos animais de parte do município de Braga;
- Avaliar as condições que favorecem a viabilidade de investimentos de produção distribuída de energia a partir de dejetos animais no município de Braga, considerando vários cenários possíveis.

Por último, este trabalho tem ainda como objetivo, a consciencialização das comunidades que desenvolvem a sua atividade na agropecuária, seja bovina, suína, ou aves, que é necessário e existem alternativas que permitem assegurar a sobrevivência das mesmas.

1.3. Organização da dissertação

Este documento está organizado em seis capítulos ao longo dos quais se apresentam os temas mais importantes relativos aos objetivos propostos, como a descrição dos processos envolvidos na criação de biogás e as suas principais características, são referenciadas as principais tecnologias usadas nas instalações de cogeração e micro-cogeração, assim com as vantagens e desvantagens relacionadas com cada tecnologia. Dentro deste capítulo é ainda feita uma pequena descrição da legislação aplicada no setor das energias renováveis, nomeadamente os projetos de minigeração, e da cogeração. Por fim é apresentado o caso de estudo proposto pelo autor como a melhor solução para o aproveitamento em larga escala dos dejetos animais produzidos na região indicada, assim como todos os pormenores essenciais à correta perceção de todos os dados apresentados no capítulo.

Assim, no presente Capítulo – Introdução – é realçado o interesse do estudo do problema, apresentando-se em que contexto se insere e descrevendo os objetivos principais do trabalho, enumerando os desafios relacionados com este trabalho. No fim, apresenta-se a organização deste documento.

No segundo Capítulo – Principais tecnologias de digestão anaeróbica e produção de biogás – caracteriza-se o processo da criação de biogás tendo por base os dejetos animais, digestão anaeróbica. São descritos os principais tipos de biodigestor usados no tipo de projeto estudado neste trabalho. Como tema base deste trabalho as características do gás produzido pelo processo, o biogás, são enumeradas e explicadas neste capítulo. Por fim é apresentado quais as principais aplicações do mesmo, tanto em pequenas como em propriedades de maior dimensão.

No terceiro Capítulo – Tecnologias de Cogeração Associadas à Produção de Energia Elétrica – faz-se uma descrição das principais e diferentes tecnologias de cogeração disponíveis, onde se enumera as principais vantagens e desvantagens associadas a cada tecnologia.

No quarto Capítulo – Caracterização da área de estudo, do plantel bovino e do modelo económico – apresenta-se uma análise do impacto ambiental que atualmente as propriedades que se dedicam à produção de leite têm, respetivamente, no solo e nos lençóis de água.

No quinto Capítulo – Dimensionamento da central de valorização de biogás e discussão de resultados – apresenta-se a metodologia desenvolvida na presente dissertação para a avaliação técnico/económica do projeto, dando ênfase aos diversos impactos que um projeto deste tipo tem na população. Ao longo deste capítulo apresentam-se ainda resultados da aplicação da metodologia ao caso de estudo e a respetiva análise de sensibilidade.

Finalmente, no quinto e último Capítulo – Conclusão – sintetiza-se o estudo realizado e são apresentadas as principais conclusões sobre o trabalho proposto. São também apresentados alguns pontos a realizar em trabalhos futuros.

2. Principais tecnologias de digestão anaeróbica e produção de biogás

Hoje em dia, no mundo, fatores como a disponibilidade de energia, a otimização de processos e as crescentes exigências ambientais vêm promovendo o desenvolvimento sustentável para o acompanhamento do crescimento econômico dos países. Os sistemas energéticos baseados em fontes renováveis de energia vêm contribuindo para esse objetivo, cumprindo um papel importante na substituição do petróleo e derivados.

Entre essas fontes, no setor pecuário, destaca-se o biogás, produto do tratamento dos detritos animais por digestão anaeróbica, cuja captura e combustão representa uma forma relativamente simples de reduzir emissões de metano, disponibilizar um combustível e até gerar uma receita adicional por meio da produção de créditos de carbono. A instalação de um biodigestor no meio rural também surge como uma solução para evitar a degradação da terra, devido à redução no consumo de lenha (biomassa sólida) como combustível. Portanto a viabilidade não pode considerar apenas o retorno financeiro, mas também outros aspectos sociais e ambientais, tais como a melhoria da qualidade de vida dos proprietários e populações em geral, (Preston e Rodriguez, 2002).

2.1. A Digestão Anaeróbica no Mundo

A inserção do processo de digestão anaeróbica dentro das atividades humanas, trouxe como resultado benefícios energéticos, ambientais e econômicos, principalmente como decorrência da redução de até 90% da matéria orgânica produzida, por meio do

confinamento dos dejetos animais e restos de cultura na ausência de oxigênio em câmaras de fermentação, chamados biodigestores, digestores ou plantas de biogás.

O aproveitamento das propriedades combustíveis e fertilizantes dos produtos da degradação da matéria orgânica, o biogás e o efluente, respetivamente, incentivou a disseminação da tecnologia da Digestão Anaeróbica (DA). Países como a Índia (a partir da década de 1960) e a China (a partir da década de 1970) implementaram programas nacionais de construção de digestores para atender às necessidades básicas de energia, como a cozedura de alimentos e iluminação. Segundo (Gustavsson et al, 2000), dentro do programa de extensão e desenvolvimento implantado pelo governo indiano, até o ano de 1996 haviam sido instalados 2,6 milhões de digestores.

Por outro lado, nos países industrializados, principalmente da Europa, o incentivo à utilização dessa tecnologia foi motivado mais por questões ambientais do que puramente energéticas. Em 2002, a produção de biogás na Europa foi de aproximadamente 92PJ/ano (7,4 milhões de tep). Para o ano de 2020 estima-se uma produção de 770PJ/ano (62 milhões de tep). (Jonsson, 2004) estima que em 2002 havia mais de 4.500 instalações de biogás na Europa.

Na Alemanha, no final do ano de 2001, havia 1.650 digestores instalados em área rural (com volumes de 200 a 700 m³) para produção de eletricidade a partir de dejetos de bovino (principalmente) e de suíno, sendo eventualmente adicionados restos de cultura, grãos e outros (Sogari, 2003).

Na Dinamarca, os Ministérios da Agricultura, Energia e Meio Ambiente iniciaram em 1985 um programa conjunto para avaliar o potencial de grandes instalações de digestão anaeróbica como produtores de energia elétrica. Assim, em 1997, 19 grandes instalações tratavam conjuntamente resíduos de origem industrial, urbana e resíduos de gado, com o objetivo de duplicar a produção para o ano 2000, e aumentar esse valor até 2030 (Ahring e Angelidaki, 1997).

Em 1994, a Agência de Proteção ao Meio Ambiente (EPA) dos EUA implantou o programa AgSTAR, em conjunto com os departamentos de Agricultura e de Energia, para promover o uso adequado de sistemas de gestão de dejetos com o objetivo de reduzir a emissão de poluentes, mediante a implantação de tecnologia de digestão anaeróbica.

Segundo relatórios desse programa, em 2002 eram 40 as instalações de biogás a operar normalmente em quintas dos EUA (suinocultura: 9, pecuária leiteira: 29, avicultura: 1, criação de patos: 1). Eletricidade e energia térmica eram produzidos por 87,5% dessas instalações. Mesmo assim, instalaram-se três sistemas centralizados para o tratamento dos dejetos de quintas vizinhas. Conseguiu-se uma redução acumulada de aproximadamente 124.000 toneladas de carbono-equivalente e uma produção de cerca de 30 milhões de kWh (Amaral et al, 2004).

2.2. O Processo de Digestão Anaeróbica

A Digestão Anaeróbica (DA) consiste num processo de dois estágios para decompor a matéria orgânica (sólidos voláteis) na ausência de oxigênio, produzindo biogás como produto residual. No primeiro estágio, os sólidos voláteis (SV) são convertidos em ácidos gordos por bactérias anaeróbicas conhecidas como formadoras de ácidos.

No segundo estágio, os ácidos são convertidos em biogás por outras bactérias conhecidas como formadoras de metano. Para entender melhor a tecnologia do biogás, pode-se imaginar a instalação de biogás como uma caixa-preta (Figura 2.1) em que basicamente três grandezas são transformadas em dois produtos. Aspectos económicos, experiência e disponibilidade de espaço devem também ser considerados.

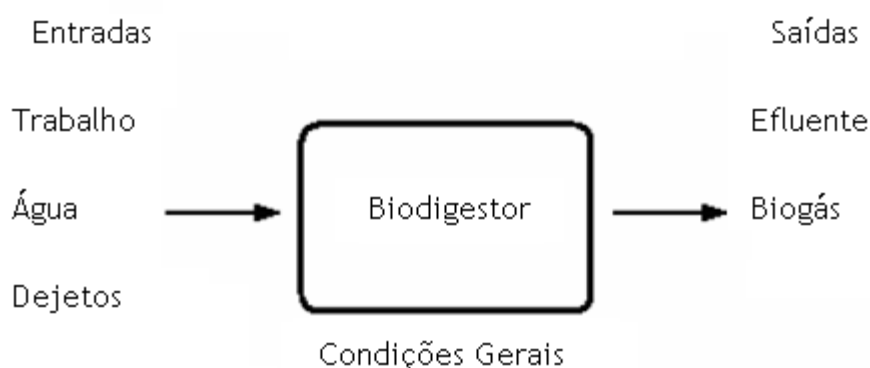


Figura 2.1 Estrutura de um digestor usando o modelo caixa-preta

Dentre das atividades agropecuárias, a suinocultura e a bovinocultura têm-se destacado como as principais fontes para recuperação de biogás, a primeira por apresentar um elevado potencial de produção de biogás (m^3 de biogás/kg de dejetos), e a segunda por produzir grande quantidade de dejetos (kg de dejetos/bovino).

A produção diária de dejetos frescos (sólidos e líquidos) de vacas leiteiras varia principalmente em função do tipo e idade biológica do animal (vaca leiteira, novilha, boi, bezerro, entre outros) e a sua alimentação. Para (Generoso, 2001) esses dejetos representam de 8 a 11% do peso do animal. Já (Gaspar, 2003) considera um fator de produção de 0,019kg de dejetos por unidade de peso (kg) da vaca, por sua vez, consideram uma produção de 16kg por vaca - Tabela 2.1 - (Generoso, 2001).

Independentemente da quantidade exata de dejetos produzidos, torna-se necessário o seu manuseamento adequado a fim de evitar a acumulação e as suas consequências (emissões poluentes, mau cheiro, atração de moscas, entre outras).

A valorização dos produtos da digestão anaeróbica pode atender algumas das necessidades básicas das quintas. O biogás apresenta propriedades combustíveis que podem ser aproveitadas na produção de energia e o efluente pode ser utilizado como adubo para os cultivos devido às suas propriedades fertilizantes.

Tabela 2.1 Produção de biogás a partir de diferentes substratos

Substrato	Rendimento				
	Dejetos*		Biogás		
	kg/unid./ano	kg/unid.dia	m ³ /kg fresco	m ³ /unid./ano	m ³ /unid./dia
Dejetos de bovino	6.000	16,44	0,04	358	0,98
Dejetos de equinos	5.000	13,70	0,06	286	0,78
Dejetos de suíno	3.000	8,22	0,05	156	0,43
Dejetos de ovelha	800	2,19	0,15	121	0,33
Dejetos de aves	25	0,07	0,09	2,28	0,01
Dejetos humanos	250	0,68	0,04	12	0,03
Restos de milho	9.988	27,36	0,19	1.898	5,20
Restos de arroz	3.379	9,26	0,19	642	1,76

2.2.1. Fatores que Afetam a Digestão Anaeróbica

A eficiência do processo de digestão (volume de biogás produzido por quilograma de material digerível) depende basicamente dos seguintes fatores:

- Temperatura: afeta diretamente a velocidade do metabolismo das bactérias, o equilíbrio iônico e a solubilidade dos substratos; a temperatura de trabalho deve ser adotada segundo a disponibilidade dos recursos para a instalação de um sistema de aquecimento no biodigestor, verificando-se o custo - benefício;
- Composição do substrato orgânico: principal responsável pela qualidade e quantidade de gás produzido, varia com a qualidade de alimentação, a idade biológica e o tipo de animal; a Tabela 2.1 compara o rendimento de alguns substratos;
- Tempo de Retenção Hidráulica (TRH): tempo que o substrato orgânico deve permanecer no digestor para que seja digerido pelas bactérias anaeróbicas;
- Acidez/alcalinidade: é necessário manter sempre o pH na faixa de 6,0 a 8,0, para assegurar a estabilidade do processo de digestão da matéria orgânica;
- Substâncias tóxicas: a entrada de desinfetantes e sarnicidas, entre outros, podem paralisar a atividade bacteriana.

2.3. Tipos de Biodigestor

Um sistema adequado de recuperação de biogás considera fatores como a quantidade de dejetos a ser manuseada, o tipo de criação (pastagem ou confinamento) e a frequência de captação dos mesmos, assim como a disponibilidade de água. Para a seleção da opção adequada, aspectos financeiros, económicos (custo de investimento, operação e manutenção), assim como a destreza necessária para manter e reparar o biodigestor, devem ser considerados.

A prática ensina que um biodigestor deve ser desenvolvido de acordo com as necessidades do local no momento da instalação. Já no dimensionamento devem ser considerados outros parâmetros como o tempo de retenção, a profundidade da câmara de fermentação, a relação largura/comprimento e a caixa de carga e de descarga.

Segundo (Gaspar, 2003), os biodigestores podem ser classificados, de acordo com o princípio de operação, em:

- Descontínuos (batch);
- De expansão contínua (continuously expanding);
- De fluxo contínuo (continuous flow);
- De fluxo de corrente (plug flow);
- De contato

Os mais difundidos são os digestores descontínuos (ou em batelada) e os de fluxo contínuo. Ambos, basicamente, contam com uma câmara de fermentação, uma entrada e uma saída de dejetos, e uma saída de biogás. Os descontínuos foram os primeiros a serem utilizados, são carregados de uma só vez e mantidos fechados por um período de 20 a 50 dias, dependendo da temperatura de operação, até a produção de biogás cair sensivelmente. Posteriormente, a matéria orgânica fermentada é descarregada. É recomendado para operação com materiais orgânicos de decomposição lenta ou para locais em que a disponibilidade de material seja periódica. Segundo (Ortolani et al., 1991), modelos desse tipo são mais utilizados em áreas rurais.

Nos biodigestores de fluxo contínuo a matéria orgânica é introduzida periodicamente, geralmente um período diário, o que leva praticamente a uma produção constante de biogás e efluente. Com isso, são muito utilizados quando se dispõe de fornecimento regular de matéria-prima, como o esterco de gado, sendo muito utilizados em comunidades rurais de pequeno e médio porte.

Existem duas instalações de biogás básicas que se têm popularizado em práticas agropecuárias: as de *campana* flutuante e as de *domo fixo*, sendo o modelo indiano e o modelo chinês os mais difundidos, respetivamente. Segundo (Deganutti et al, 2001), cada metro cúbico da câmara de fermentação pode produzir, à temperatura

de 30-35°C, de 0,15 a 0,20m³ de biogás/dia, requerendo geralmente um TRH de 30 a 50 dias, dependendo da temperatura onde o biodigestor esteja instalado.

2.3.1. Biodigestor Tipo Indiano

Este biodigestor (Figura 2.2) caracteriza-se por dispor de uma cúpula móvel de ferro ou de fibra de vidro. À medida que o gás se forma este vai sendo armazenado sob a cúpula. Devido à formação incessante de gás, este mantém uma pressão constante que permite usá-lo ininterruptamente. Apresenta uma parede central que divide o tanque de fermentação em duas câmaras, permitindo a separação da biomassa já fermentada e a biomassa que irá ser descarregada posteriormente (Deganutti et al, 2001).

A capacidade da instalação de biogás varia segundo o tamanho da propriedade. Assim um biodigestor com capacidade de 5 a 15m³ é usado em propriedades pequenas e de 20 a 100m³ médias e em grandes propriedades (Zanette, 2009).

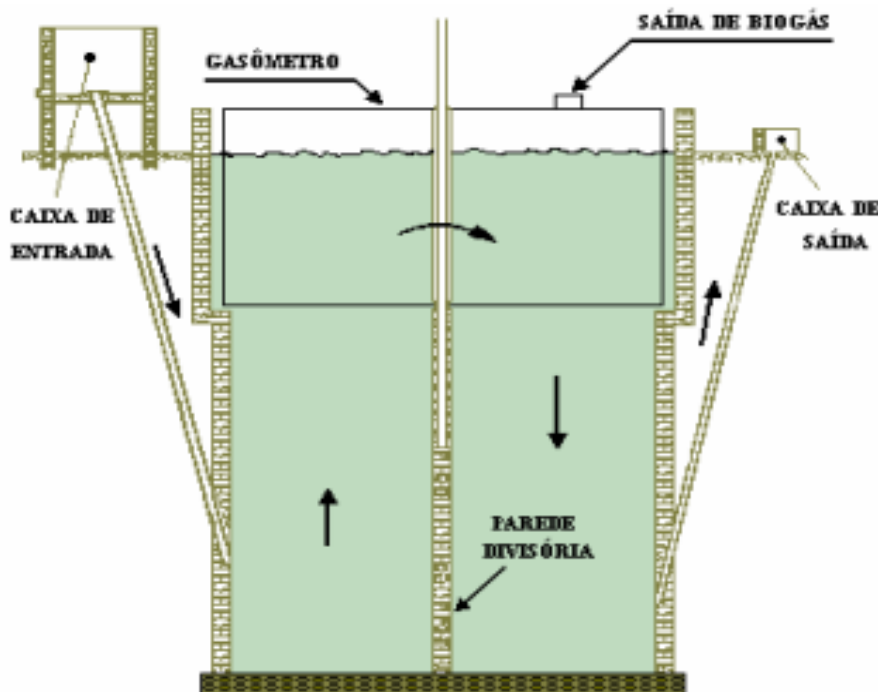


Figura 2.2 Biodigestor modelo indiano

Por ser construído enterrado no solo o processo de fermentação sofre pouca variação de temperatura, e dispensa o uso de reforços nas paredes, o que diminui o custo de instalação. A cúpula metálica está sujeita à corrosão, e a comunicação por meio de tubos, entre a caixa de carga e a câmara, pode entupir ocasionalmente.

2.3.2. Biodigestor Tipo Chinês

Este é formado por uma câmara cilíndrica de alvenaria para a fermentação e um teto curvado, impermeável, destinado ao armazenamento do biogás - Figura 2.3 - (Deganutti et al, 2001).

O reator funciona com base no princípio de prensa hidráulica, de modo a que aconteçam aumentos da pressão do gás no interior do biodigestor, o que provoca uma deslocação da biomassa da câmara de fermentação para a caixa de saída e em sentido contrário, quando há descompressão (Deganutti et al, 2001). É o modelo mais indicado para a produção de biofertilizante, pois possui uma cúpula fixa que permite pouca acumulação de gás. Ocupa pouco espaço na superfície do solo e está sujeito a pouca variação da temperatura de trabalho por estar completamente enterrado (digestor e gasômetro). É mais barato que os demais, pois a cúpula é feita de alvenaria, e por isso normalmente requer isoladores especiais, por conta da permeabilidade na alvenaria.

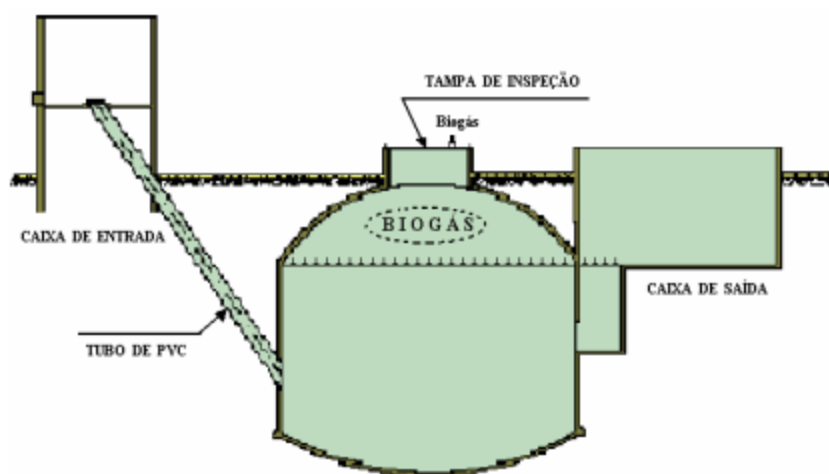


Figura 2.3 Biodigestor modelo chinês

2.3.3. Biodigestor Tipo Lagoa Coberta (Covered-Lagoon)

Neste tipo de biodigestor a captura do biogás é feita por uma cobertura hermética instalada sobre uma vala na qual é depositado o substrato. É mais usado em regiões quentes, onde o próprio ambiente ajuda a manter a temperatura no biodigestor. Trata-se do modelo com menores custos de instalação e operação - Figura 2.4- (Recolast, 2006). Os dejetos são manejados como líquido, portanto este tipo de biodigestor é muito aplicado em fazendas leiteiras que usam água para lavar as instalações (curral, estábulo, sala de ordenha, entre outras) e com conteúdo de sólidos menor a 2%. Usualmente tem uma taxa de carga de sólidos voláteis de $0,1\text{kg}/\text{m}^3$ (Balsam, 2002).

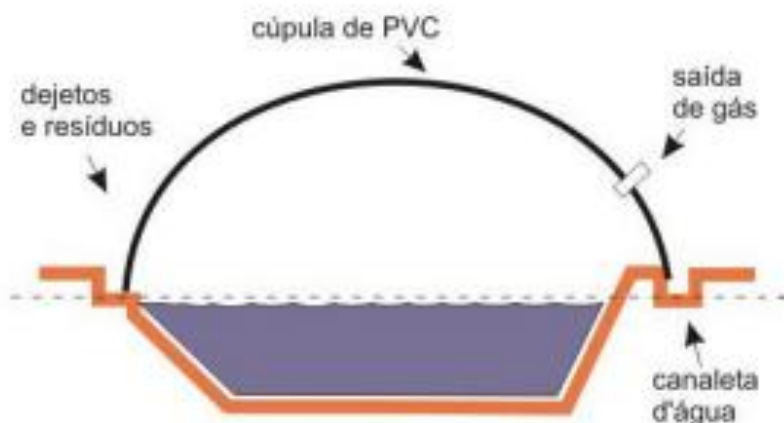


Figura 2.4 Biodigestor de cobertura hermética de PVC

2.3.4. Digestor Tipo Mistura Completa (Complete-Mix Digester)

Consiste num silo (tanque) com cobertura impermeável, no qual os dejetos são aquecidos e misturados. É o sistema com maior custo de instalação e operação, projetados para manejar dejetos com 2 a 10% de sólidos totais. Os dejetos são conduzidos para um tanque de pré-tratamento e mistura, onde é adicionada água ou dejetos sólidos para obter a concentração ótima de sólidos voláteis de $1,2\text{kg/m}^3$. São mais eficientes do que os anteriores porque são aquecidos e misturados (Balsam, 2002).

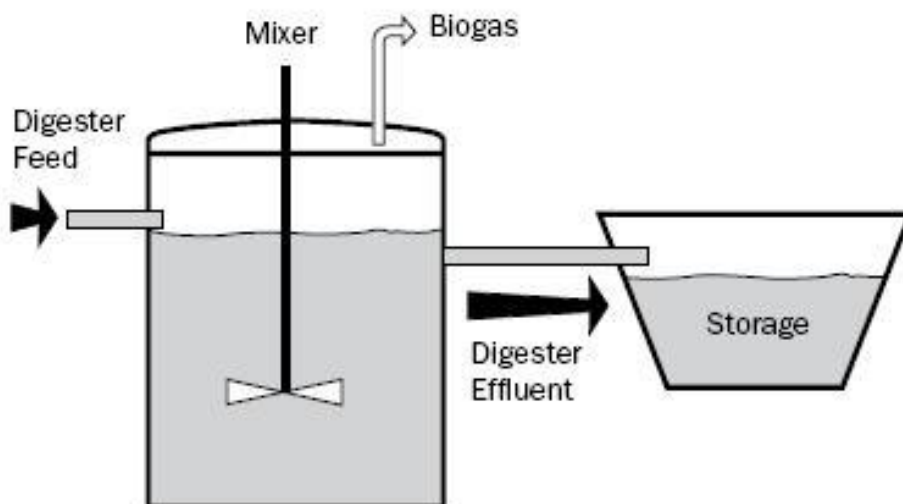


Figura 2.5 Biodigestor tipo mistura completa

2.3.5. Digestor de Fluxo de Corrente (Plug-Flow Digester)

Consiste num tanque circular, no qual o esterco é alimentado por um terminal (de entrada), deslocando uma quantidade similar no outro terminal (de saída). É mais apropriado para operações que removem os dejetos mecanicamente. Os dejetos são pré-tratados num tanque de mistura antes de entrar no digestor. São de volume constante, não misturados, com controlo de temperatura e administram dejetos com concentração de sólidos totais acima de 10% (Balsam, 2002).

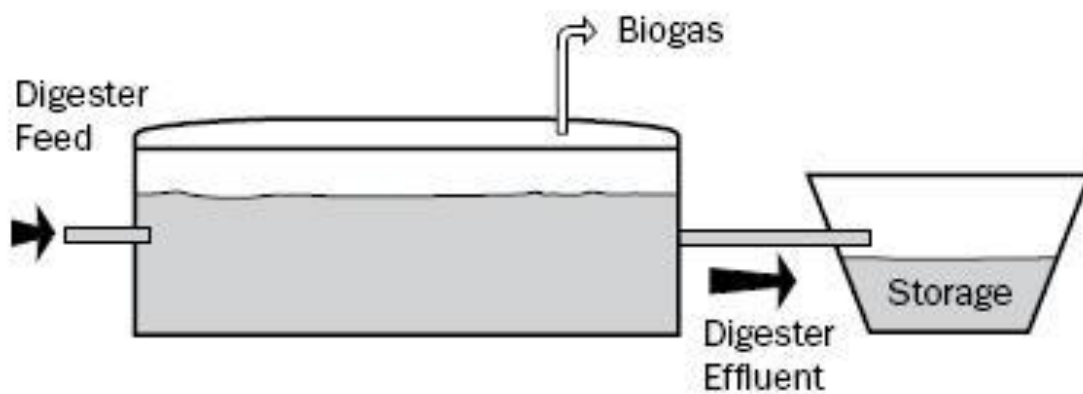


Figura 2.6 Biodigestor de fluxo de corrente

2.3.6. Digestor de Polietileno de Baixo Custo (Low-Cost Digester)

Os grandes investimentos requeridos na construção de estruturas fixas têm provado ser o principal impedimento para que pequenos empreendedores rurais adotem a tecnologia da digestão anaeróbica. Na década de 1960, isso motivou os engenheiros de uma província de Taiwan a criar biodigestores com materiais flexíveis de menor custo. Inicialmente foram utilizados materiais como o *nylon* e a borracha sintética (neoprene), mas estes revelaram-se relativamente dispendiosos (Balsam, 2002).

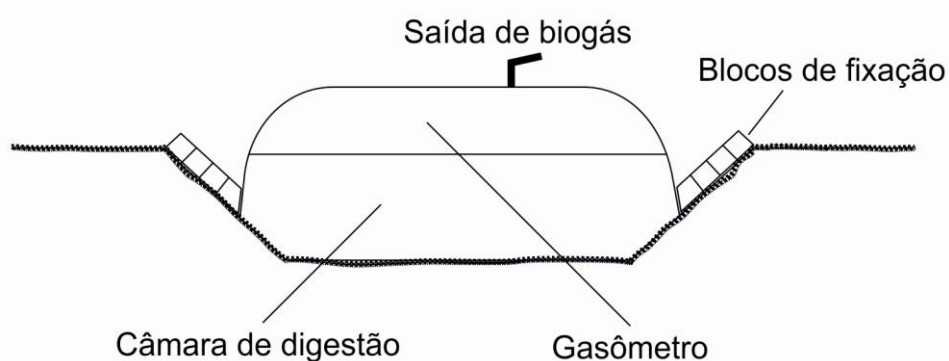


Figura 2.7 Biodigestor plástico de baixo custo

O maior desenvolvimento aconteceu nos anos 70, quando foram combinados diversos materiais como o PVC com resíduos das refinarias de alumínio para produzir o produto chamado *red mud* PVC. Posteriormente, este foi substituído por polietileno de baixo custo, nascendo o biodigestor plástico de baixo custo - Figura 2.7 - (Recolast, 2006)), que se viria a tornar o material mais comum na América Latina, Ásia e África (AN et al., 1997).

2.4. Caracterização do Biogás

O biogás é basicamente uma mistura de metano e gás carbônico, além de pequenas quantidades de outros gases. Essa composição, assim como a sua taxa de produção, indica a eficiência do processo de DA e são usados como parâmetros no controle da digestão, verificando alterações no processo de fermentação.

A determinação da taxa volumétrica de metano é importante para os estudos da cinética da fermentação anaeróbica. A sua intensificação tem contribuído para um melhor entendimento do processo biológico do tratamento de resíduos e do desenho de reatores, bem como para prever a estabilidade desses sistemas, a qualidade dos efluentes e a estabilização dos resíduos (Ferreira, 2002). Entre os parâmetros termodinâmicos mais importantes do biogás, destaca-se o poder calorífico e a densidade, que influenciam na operação do equipamento conversor e no dimensionamento dos equipamentos de armazenamento e compressão, respectivamente. Esses parâmetros variam segundo a composição do biogás - Tabela 2.2 - (Jensen e Jensen, 2000)), que por sua vez, variam com a qualidade da matéria orgânica e principalmente com as características do processo de digestão. No geral, considera-se que o poder calorífico inferior (PCI) do biogás com um conteúdo de 50 a 80% de metano varia entre 17.820 e 28.440kJ/m³. Já o metano puro em condições normais (p = 1,0 atm, T = 0°C) tem um valor de 35.640kJ/m³ (Balsam, 2002).

Tabela 2.2 Composição típica do biogás

Componente	Biogás
Metano - CH ₄ (% em volume)	55-70
Dióxido de Carbono - CO ₂ (% em volume)	30-45
Nitrogénio - N ₂ (% em volume)	0-2
Gás sulfídrico - H ₂ S (ppm)	500
Amoníaco - NH ₃ (ppm)	100

Por outro lado, (Wright, 2001) afirma que para o biogás com 60% CH₄ e 40% de CO₂, apresenta um PCI de 20.120kJ/m³ (considerando para o metano, 33.980kJ/m³ nas CNPT. Já, (Jensen e Jensen, 2000) atribuem ao biogás um conteúdo energético médio da ordem de 23.300kJ/m³. A Tabela 2.3 apresenta uma equivalência entre o biogás e os combustíveis mais utilizados atualmente nas propriedades rurais.

Tabela 2.3 Equivalência aproximada de 1,0 m³ de biogás

Combustível	Equivalência
Gás Natural	0,6 m ³
Gás Propano	0,88 l
Gás Botano	0,79 l
Gasolina	0,63 l
Óleo combustível	0,57 l
Carvão	0,7 kg
Lenha	1,6 kg

2.4.1. Utilização do Biogás

As propriedades combustíveis do biogás podem ser aproveitadas pelo produtor para produção de energia e suprimento da necessidade energética própria da atividade desenvolvida, como a produção de leite, por exemplo, enquanto as emissões de metano são reduzidas. Um projeto típico para a produção de energia a partir de biogás consiste, basicamente, num biodigestor, um sistema de gestão do gás e um equipamento que converta esse biogás em energia mecânica.

Dos usos finais do biogás, a combustão direta e a operação de motores de combustão interna, são os mais comuns em explorações rurais de pequeno, de meio e grande porte, respectivamente - Tabela 2.4 - (Massotti, 2003); (Zanette, 2009).

Segundo (Zanette, 2009) a produção de biogás dum biodigestor simples com volume de 8 a 10m³ é da ordem de 1,5 a 2,0m³/dia, usando os dejetos produzidos por 3 a 5 cabeças de gado ou 8 a 12 porcos. Essa quantidade é suficiente para que uma família com 6 a 8 membros possa cozinhar 2 a 3 refeições diárias, ou sustentar o funcionamento de um frigorífico durante 24 horas e duas lâmpadas por 3 horas, ou operar um moto-gerador de 3kW por um período de 1 hora.

Tabela 2.4 Usos finais do biogás

Utilização	Consumo
Gás de cozinha para uma pessoa	0,24 - 0,33 m ³ /dia
Iluminação (40W)	0,283 m ³ /h
Iluminação (150W)	0,12m ³ /hora
Eletricidade	0,62m ³ /kWh
Arrefecimento	0,7-2,5 m ³ /dia

2.4.2. Tratamento do Biogás

O processo a ser empregado para a purificação depende da composição e aplicação do biogás, características físicas, energia e recursos disponíveis, subprodutos produzidos e do volume do gás a ser tratado. Assumindo um grau de purificação suficiente do biogás, este pode ser utilizado em todas as aplicações projetadas para gás natural (Zicari, 2003).

A remoção do CO_2 diluído no CH_4 permite elevar o poder calorífico do biogás e facilita a compressão do mesmo (Walsh et al., 1988); (Jensen e Jensen, 2000).

Já a remoção do sulfeto de hidrogênio (H_2S) evita a deterioração prematura das máquinas transformadoras de energia, pois este composto, quando misturado com água, forma ácido sulfídrico, que é altamente corrosivo.

(Zicari, 2003) divide os processos de purificação de gás em 5 categorias:

- Absorção por um líquido;
- Adsorção por um sólido;
- Separação por diferença de permeabilidade em membrana;
- Conversão química em outro componente;
- Condensação.

Dentre estes, o uso de lâ de ferro tem-se popularizado como uma técnica acessível e de baixo custo relativo para remoção do H_2S , por meio do processo de corrosão deste material. Esse material é muito utilizado em pequenos biodigestores rurais (Rodriguez et al., 1998).

Para (Magalhães et al., 2004) a lavagem com água (*water scrubber technology*) representa a tecnologia mais usada na purificação do biogás. Numa primeira etapa o CO_2 é removido e de seguida remove-se o resto de contaminantes, presentes em menores concentrações (H_2S , por exemplo).

Os autores construíram e avaliaram um sistema simples, versátil e de baixo custo, aproveitando a grande solubilidade do CO_2 e do H_2S na água conseguiram uma remoção de 18% do conteúdo original de CO_2 (inicialmente 33%), resultando num biogás com 85% de metano; um incremento de 27% no poder calorífico (23.760 para 30.240kJ/m³) e uma redução de 20% na massa específica (0,88 para 0,71kg/m³).

Em 2003, o Centro de Gás da Suécia (CGS) avaliou o desempenho técnico-económico da purificação do biogás em 11 instalações, com maior experiência de operação, determinando que os custos associados são proporcionais com o tamanho da própria instalação. Nas maiores (200 a 300m³/h) esse custo representa cerca de um terço do custo de uma instalação menor (100m³/h) (Massotti, 2003).

2.5. O Biofertilizante

Biofertilizante é o nome dado à biomassa fermentada que fica no interior do biodigestor, na sua maioria sob a forma líquida, rica em nutrientes, principalmente, nitrogénio, fósforo, potássio e material orgânico, com grande poder de fertilização. Quando aplicada no solo melhora as suas qualidades físicas, químicas e biológicas.

Os adubos químicos podem substituir a matéria orgânica, mas não podem fornecer as qualidades físicas e biológicas fornecidas pela mesma. (Balsam, 2002) cita que o uso excessivo de adubo químico causa a mineralização do solo, ressecando-o, endurecendo-o e dificultando a entrada de água e ar, o que provoca e facilita a ocorrência de erosão. Além disso, os sais, muito solúveis, destroem as bactérias que reanimam o solo, deixando-o indefeso, propenso a invasões por insetos, fungos, nematoides e vírus, entre outros, que certamente causarão danos às plantas. O agricultor lança mão, nesse momento, do uso de defensivos agrícolas, os quais, além de poluírem o solo, eliminam os predadores naturais das pragas, produzindo a necessidade de aplicação de novos defensivos, o que dá início a um ciclo vicioso, que só poderá ser quebrado com a aplicação de grande quantidade de matéria orgânica.

Compreende-se, portanto, a sensatez da preservação da integridade física, química e biológica do solo, pois a sua saúde resulta em saúde para as plantas que abriga.

Também de acordo com (Sganzerla, 1983) e (Walsh et al, 1988), citado por (Zicari, 2003), a grande capacidade de fertilização do biofertilizante ocorre devido aos seguintes fatores:

- A digestão da biomassa (no interior do biodigestor) diminui drasticamente o teor de carbono presente. De acordo com os autores, isso ocorre porque, na biodigestão, a matéria orgânica perde exclusivamente carbono sob a forma de CH_4 (Metano) e CO_2 (gás carbónico);
- O aumento do teor de nitrogénio e os demais nutrientes está relacionado com a diminuição do carbono;
- Diminuição na relação C/N da matéria orgânica. Com isso, os microrganismos do solo (bactérias nitrogenadoras) conseguem um melhor índice de fixação do nitrogénio, além do facto do próprio biofertilizante conter alguns nutrientes já solubilizados;
- Com seu nível de pH (em torno de 7,5), o biofertilizante funciona como corretor de acidez, eliminando o alumínio e liberando o fósforo dos sais insolúveis do alumínio de ferro. A elevação do pH dificulta a multiplicação de fungos patogênicos;
- Maior facilidade de imobilização do fertilizante pelos microrganismos do solo, devido ao material já se encontrar em grau avançado de decomposição, o que aumenta a eficiência do fertilizante.

A alta capacidade de fixação apresentada pelo biofertilizante evita a solubilidade excessiva e a lixiviação dos sais, mantendo-os sob formas aproveitáveis pelas plantas, cujo delicado sistema radicular é o único capaz de desagregar esses nutrientes.

O biofertilizante

O biofertilizante, ao contrário dos adubos químicos, melhora a estrutura e a textura do solo, deixando-o mais fácil de ser trabalhado e facilitando a penetração de raízes, que conseguem absorver melhor a umidade do subsolo, podendo resistir mais facilmente a longos períodos de seca.

O poder de fixação dos sais por parte do biofertilizante é maior que o das argilas e é responsável direto pela maior parte da nutrição das plantas, com até 58% da capacidade total de troca de bases do solo. Estabiliza os agregados, de modo que resistam à ação desagregadora da água, absorvendo as chuvas mais rapidamente, evitando a erosão e conservando a terra por mais tempo (Sganzerla, 1983). Outra vantagem advinda da aplicação de biofertilizante é que ele deixa a terra com uma estrutura mais porosa, permitindo maior penetração do ar na zona explorada pelas raízes. Assim, a respiração dos vegetais é facilitada e eles obtêm melhores condições para se desenvolver. O gás carbônico presente no ar, ao circular melhor pelo solo, forma ácido carboxílico, o qual irá solubilizar sais que se encontram em formas insolúveis, facilitando sua assimilação pelas plantas.

O biofertilizante favorece a multiplicação das bactérias aos milhões, dando vida e saúde ao solo. A intensa atividade das bactérias fixa o nitrogênio atmosférico, transformando-o em sais aproveitáveis pelas plantas. As bactérias radicolas que se fixam nas raízes das leguminosas têm o seu desempenho e desenvolvimento melhorados. Além dessas características, que aumentam muito a produtividade das lavouras, deve-se destacar que o biofertilizante já se encontra completamente "curado", na expressão do campo, pois não sendo passível de nova fermentação, não apresenta odor nem é poluente e, desse modo, não atrai moscas ou outros insetos. Ao contrário de outros tipos de adubos, segundo (Sganzerla, 1983), o biofertilizante pode ser aplicado diretamente no solo, de duas formas, líquida ou desidratada, dependendo das condições locais.

O poder germinativo das sementes de plantas prejudiciais à lavoura e que passaram incólumes pelos sistemas digestivo e excretor dos animais é destruído pelos efeitos da biofermentação, não havendo perigo de que infestem as lavouras nas quais forem aplicados.

A composição do biofertilizante varia de acordo com a biomassa utilizada. A Tabela 2.5 mostra os resultados encontrados para os principais componentes dos biofertilizantes (Parchen, 1979, citado por Daniel, 2005, e Sganzerla, 1983).

Tabela 2.5 Principais componentes do biofertilizante

Substrato	Porcentagem	
	(Parchen, 1979), citado por (Daniel, 2005)	(Sganzerla, 1983)
Nitrogênio	1,8 - 4,5	1,8
Fósforo	1,1 - 2	1,6
Potássio	0,8 - 1,2	1
Matéria Orgânica	-	85
pH	-	7,5

O biofertilizante pode ainda, depois de desidratado, ser utilizado para dar volume à composição de rações para animais. (Sganzerla, 1983) descreve que a produção do milho apresentou mais de 28% de produtividade, o arroz de 10 a 14%, o trigo de 12,5 a 16% e, em experiências realizadas em vários locais do mundo, a produção da alface apresentou um aumento 300 vezes maior que os cultivos convencionais.

Dartora, (Perdono, 1998) sugerem que, para plantação do milho, seja utilizada a dose de até 160kg de nitrogénio/ha ou, aproximadamente, 60m³ de biofertilizante/ha/ano, enquanto para outras plantações de estações frias a quantidade é de 15m³/ha/ano.

2.6. Escalas de Aproveitamento do Biogás

Segundo (Moser, 1997), o planeamento para operação de uma instalação de biogás deve ser desenvolvido para determinar os possíveis usos finais da máxima produção de biogás. Para isso é necessário determinar a quantidade e qualidade dos resíduos orgânicos a serem manuseados, que por sua vez dependem do número e tipo de animais, assim como do seu regime de criação e alimentação.

Na maioria dos casos o biogás simplesmente substitui a queima direta de outro combustível convencional (derivados do petróleo, lenha, entre outros), porém a produção de eletricidade envolve outros cenários interessantes.

Em função do exposto anteriormente, nos pontos seguintes são consideradas duas escalas de aproveitamento: em pequenas propriedades familiares e em médias e grandes propriedades.

2.6.1. Utilização do Biogás em Pequenas Propriedades Familiares

A divulgação da tecnologia do biogás em pequena escala, tem-se destacado como uma das maiores tentativas para difundir a tecnologia nas áreas rurais nos países em desenvolvimento. (Gustavsson, 2000) estima que o investimento inicial para a instalação de um biodigestor familiar de baixo custo é pelo menos igual ao requerido para comprar um depósito de 0,2m³ de GLP.

Para validar a adoção da tecnologia do biogás é necessário avaliar o número de cabeças de gado que o produtor possui (disponibilidade de produção de dejetos), geralmente associada com a quantidade de terra que cultiva. Para (Gustavsson, 2000), uma produção de 44 a 55kg/dia de dejetos bovino húmido ou 48 a 60kg/dia de dejetos de búfalos é adequada para uma propriedade familiar.

Nas pequenas propriedades familiares, o principal benefício da utilização do biogás é a substituição do querosene e da lenha, principalmente, por meio da combustão direta para utilização caseira (fogão e aquecimento) e iluminação (Moog et al. 1997); (Rodriguez et al. 1998).

(Rodriguez et al., 1998) também afirmam que as atividades agrícolas e pecuárias podem ser integradas para aproveitamento conjunto do biogás e do efluente. Dessa forma, o biogás é usado basicamente para a cozedura de alimentos e o efluente como fertilizante de cultivos (milho, plantas forrageiras, entre outras) e como fonte de nitrogénio para plantas aquáticas. Esses cultivos, por sua vez, incluindo as folhas da mandioca, são aproveitados como alimento para os animais do sistema (*farming system*), como mostrado na Figura 2.8.

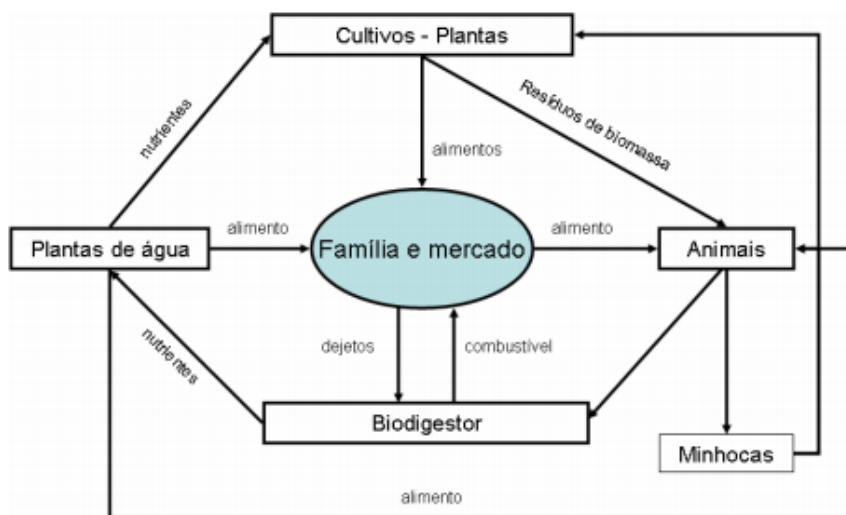


Figura 2.8 Integração da DA em sistemas agropecuários.

Em países como Colômbia, Etiópia, Tanzânia, Vietnã e Camboja o biodigestor de baixo custo vem sendo utilizado para acudir às necessidades de pequenos produtores, por conta da sua construção estar baseada em materiais já disponíveis nos locais, simplificando, as tarefas de instalação, operação e manutenção (Rodriguez et al., 1998).

A instalação de um biodigestor de betão para uma família média no Vietnã, segundo (An, 1997), variava entre 120€ a 305€/m³. Os chineses tentaram diminuir esse custo para 20€ a 25€/m³ com os biodigestores redmud, mas esse valor ainda é alto quando comparado com os biodigestores de polietileno (5€/m³).

Com a finalidade de viabilizar esse tipo de empreendimento, diversos tipos de biodigestores deverão ser testados para avaliar os custos e os impactos da sua instalação em diversos locais (regiões), para incentivar a utilização do biogás como suporte da economia familiar (Singh e Sooch, 2004).

Além dos benefícios económicos, do uso de biodigestores de baixo custo em pequenas propriedades sem acesso ou acesso limitado a combustíveis comerciais, o abastecimento de energia pode ser descentralizado. Além disso, benefícios sociais podem ser atingidos, por meio da produção de postos de trabalho, estimulando, com isso, o desenvolvimento rural, diminuindo o êxodo para as grandes cidades.

Entre os grandes obstáculos para uma maior difusão de uso do biogás, destacam-se a falta de recursos económicos para a compra e instalação dos equipamentos necessários e a falta de conhecimento técnico dos proprietários.

Em países como o Vietnã, a Tanzânia e as Filipinas, onde foram implantados programas para introduzir os biodigestores de plástico de baixo custo em agropecuárias de pequena escala - Figura 2.9 - (An, 1997), foram relatados problemas como danos no plástico por ação do sol ou perfurações acidentais (por animais, pessoas, condições climáticas), falta de financiamento, problemas técnicos e preparação técnica ineficiente (Esquivel et al., 2002).

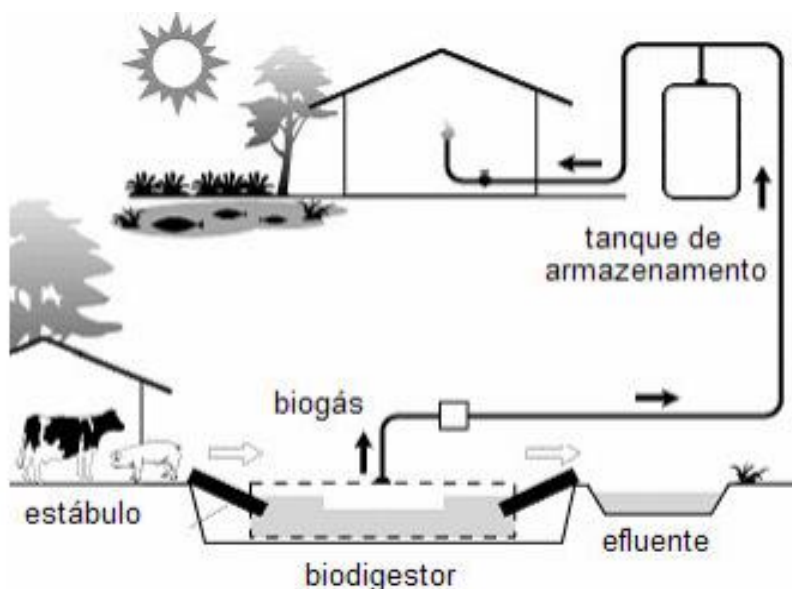


Figura 2.9 Biodigestor familiar

(Kassam et al, 2003) estimaram que o custo (operação e capital) de um biodigestor plástico de baixo custo de 10m^3 de capacidade é de 80€ e com uma taxa de juros de 6%, o tempo de retorno seria de 1,5anos, para um custo equivalente ao gasto mensal para compra de gás de cozinha (4€/mês).

Na Índia, (Jash e Basu, 1999) desenvolveram um mini-digestor para iluminação de residências rurais por um período de quatro horas, substituindo a popular lâmpada a querosene, construído com materiais locais de baixo custo (argila, tijolo, entre outros) e para operar com os resíduos de dois bovinos (cerca de 12kg de dejetos por dia) que por sua vez apresentam uma produção diária de $0,5\text{m}^3$ de biogás.

Estes mesmos autores afirmam ainda que para operar um biodigestor modelo indiano de 2m^3 são requeridos de 6 a 8 animais. Aproximadamente de 3 a 4% da população rural, que por sua vez representa 60% da população total da Índia, tem gado suficiente para isso. A maioria conta com 2 a 3 cabeças de gado.

Por outro lado, (Rubab e Kandpal, 1996) afirmam que assumindo uma produção de $0,04\text{m}^3/\text{kg}$ de esterco bovino e uma eficiência de recolha dos dejetos de 75%, na maioria de estados da Índia seria necessário os resíduos de 3 cabeças de gado para a instalação de um biodigestor de $1,0\text{m}^3$.

2.6.2. Utilização do Biogás em Médias e Grandes Propriedades

Em quintas leiteiras de médio e grande porte, além das necessidades básicas enumeradas anteriormente, existem outras necessidades por energia na forma de calor/frio ou eletricidade. São exemplos a necessidade por água quente para a limpeza dos equipamentos que manuseiam o leite, por produção de energia térmica na forma de frio para conservação do leite, e ainda de energia elétrica para arranque e manutenção dos sistemas de ordenha, iluminação, entre outros.

O biogás pode ser utilizado como combustível de sistemas de cogeração e satisfazer a maioria dessas necessidades energéticas - Figura 2.10 - (Henn, 2005). Para se ter uma ideia dessas necessidades, o arrefecimento e manutenção da temperatura do leite geralmente requer de 100 a 120MJ de energia elétrica por tonelada de produto, incluindo o processo de bombeamento do leite e da água para lavar os recipientes e equipamentos (Estadão, 2011). Os relatórios do programa AgSTAR indicam que o pré-arrefecimento do leite produzido por uma vaca só requer 15% do potencial de produção de biogás dessa mesma vaca (Caseiro, 2005).



Figura 2.10 Componentes e produtos de um sistema de recuperação de biogás

Para suprir a eletricidade necessária nas atividades da propriedade agropecuária em áreas isoladas da rede, normalmente são usados grupos geradores acionados por motores de combustão interna, de ciclo Otto e ciclo Diesel, ambos disponíveis nessa área, especialmente o motor a diesel. Esses motores apresentam a versatilidade de serem modificados para operarem com substituição parcial ou total de biogás, uma alternativa técnica e até economicamente interessante desde que os próprios recursos da propriedade sejam utilizados. A agropecuária de grande escala, que incorpora princípios de ecologia industrial, numa tentativa de melhorar a eficiência e desenvolvimento sustentável de um sistema, otimizando o uso da energia e materiais enquanto são minimizados os resíduos e os poluentes, é considerada por (Zicari, 2003) como um Sistema de Energia Integrado.

A energia produzida dentro deste tipo de sistema pode ser usada *in loco* para atender totalmente ou parcialmente às necessidades de eletricidade, calor, arrefecimento, entre outros, e/ou venda da energia elétrica às localidades mais próximas ou à rede pública de distribuição de energia, conforme a configuração escolhida para o aproveitamento do potencial combustível do biogás. Consequentemente, a dependência de fontes externas de energia pode ser minimizada/eliminada e a receita fomentada.

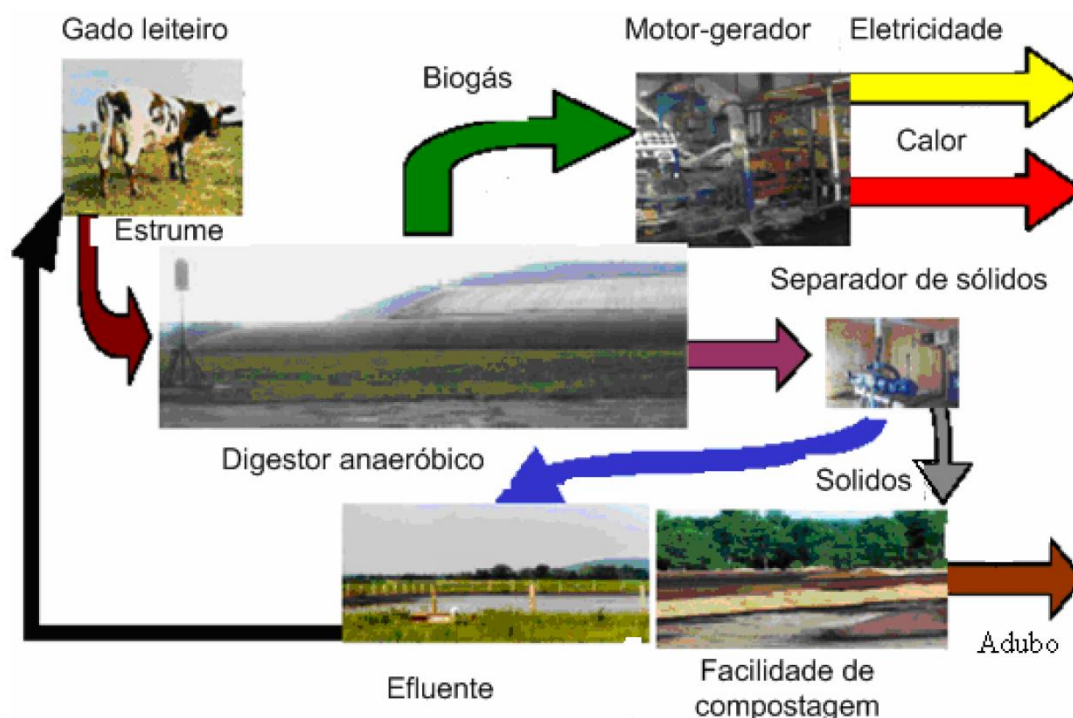


Figura 2.11 Sistema de Energia Integrado numa fazenda leiteira

Segundo (Zicari, 2003), com a utilização do biogás uma agropecuária com 300 vacas pode economizar pelo menos 1.800€/ano, enquanto para uma agropecuária com 1.000 cabeças essa economia pode chegar a 5.500€/ano. Ainda segundo esse autor, um estudo realizado nos EUA mostrou que se todos os dejetos do estado de New York fossem recolhidos, processados usando digestão anaeróbica e utilizados para produção de energia por grupos geradores acionados por motor de combustão interna, seriam produzidos anualmente 280GWh, suficiente para cobrir as necessidades elétricas de cerca de 47.000 casas, além das necessidades das próprias agropecuárias.

(Teixeira et al, 2012) estimou, baseado numa exploração real de 115 bovinos (equivalente a 80 cabeças normais), uma produção diária de 78,4 m³ de biogás para alimentar um motor de 25kW de potência elétrica e 30kW de potência térmica. Determinou-se que os gastos envolvidos na instalação, 19.881€ (sendo 41 % correspondente às instalações do biodigestor e 59% ao sistema de produção de energia), conseguiriam diminuir em cerca de 7000€ anuais a fatura energética da propriedade e com isso o período de retorno financeiro (PRF) seria inferior a 4 anos. Cerca de um quinto do período de vida útil estimado para a instalação.

Conclui-se que a viabilização económica de um sistema de produção e valorização de biogás é condicionado por diversos fatores:

- Características da exploração;
- O número de animais;
- Regime de confinamento dos animais;
- Regime de limpeza do estábulo, entre outros.

Todos estes fatores influenciam as características dos substratos que são produzidos no biodigestor. Segundo (Ferreira, 2002), nos EUA o custo de investimento de um sistema de digestão, processamento de sólidos e produção de energia é de aproximadamente 393€ a 628€ por bovino.

3. Tecnologias de Cogeração Associadas à Produção de Energia Elétrica

Designa-se por cogeração a produção termodinâmica sequencial de duas ou mais formas de energia a partir de uma única fonte de energia primária, que serão consumidas na própria instalação ou por terceiros (COGEN, 2001). As formas de energia vulgarmente produzidas por sistemas de cogeração são a energia térmica e a energia mecânica, sendo a energia mecânica habitualmente convertida em energia elétrica através de um gerador ou alternador.

De acordo com o Decreto-Lei n.º 186/95, a cogeração é definida como: *O processo de produção combinada de energia elétrica e térmica, destinando-se ambas a consumo próprio ou de terceiros, com respeito pelas condições previstas na lei.*

Determinados tipos de indústrias utilizam energia elétrica e térmica como fonte de alimentação para a realização dos seus processos. Normalmente recebem energia elétrica da rede nacional e utilizam o fuelóleo, a biomassa, o GPL ou o gás natural como fonte de energia térmica. A utilização das fontes referidas, por vezes não é a mais eficiente, quer devido à forma como é processada a combustão, quer pelas enormes perdas caloríficas aquando da distribuição.

A cogeração surge como uma tecnologia que pode garantir economias de energia e competitividade acrescida às empresas. Esta tecnologia consiste na produção combinada de energia térmica e elétrica num só equipamento. A energia destina-se ao consumo próprio por parte da empresa ou por terceiros, evitando ou atenuando a utilização de outros equipamentos direcionados para a produção de calor e aquisição de energia elétrica à rede.

3.1. Cogeração no mundo

Os primeiros sistemas de cogeração apareceram no final do século XIX quando o fornecimento de energia elétrica não era garantido pelas grandes centrais de energia, o que obrigava os consumidores de elevadas potências instaladas a produzir toda a energia elétrica necessária para os seus consumos.

A primeira central de produção de energia elétrica e térmica em simultâneo foi em *Pearl Street Station*, em 1882. A central produzia eletricidade e calor para as habitações localizadas nos arredores da mesma, a Figura 3.1 mostra uma vista geral da central (Wade, 2011).



Figura 3.1 Primeira central de cogeração, na cidade de Nova York, 1882

Estima-se que nos E.U.A., no início dos anos de 1900, da totalidade da energia térmica produzida localmente em centrais industriais, 58%, tinha origem em instalações de cogeração (Freitas, 2007).

Até meados do século XX, a cogeração chegou a ser muito usada nas indústrias, perdendo depois competitividade para a eletricidade produzida pelas concessionárias nas grandes centrais produtoras, resultando numa enorme diminuição da cogeração na indústria. Com a multiplicação das grandes centrais, a energia elétrica tornou-se barata, fazendo com que a implementação de sistemas de cogeração não fosse viável.

No entanto esse quadro mudou com o primeiro choque petrolífero de 1973 e foi reforçado com o segundo choque de 1978. Por este motivo, os governos na Europa, E.U.A. e Japão tiveram um papel ativo no aumento do uso da cogeração, através da implementação de medidas que estimulassem a sua aplicação, de forma a reduzir o consumo e a dependência do petróleo.

Na Figura 3.2 podemos observar a diferença de produção elétrica através da cogeração nos principais países da que constituem a UE (Eurostat, 2011).

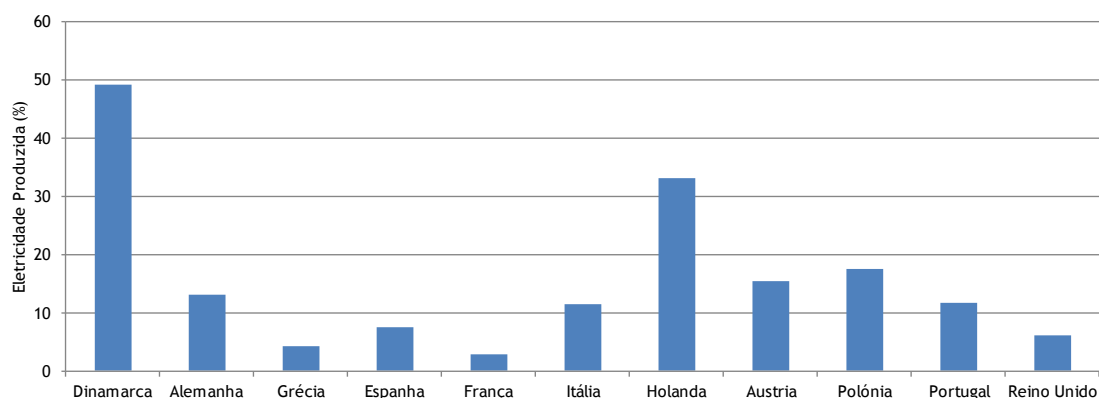


Figura 3.2 Contribuição da cogeração no mix energético

Atualmente na Dinamarca a cogeração representa perto de 50% da energia elétrica produzida, sendo o maior representante da Europa como se verifica na Figura 3.2. Qualquer adição de novas unidades de produção só poderá ser feita por meio de sistemas de cogeração ou por emprego de fontes de energia alternativa, como energia eólica ou solar (Freitas, 2007).

Na Holanda, a cogeração representa 33,6%, segundo (Eurostat, 2012), da energia elétrica produzida pelo país, sendo este uma das percentagens mais elevadas de cogeração na Europa, como se verifica na Figura 3.2.

Verifica-se hoje em todo o mundo um grande interesse e expressivos incentivos à cogeração, principalmente devido à elevada eficiência, exequível ao associar a geração elétrica e térmica num único sistema (Santos, 2003).

No contexto europeu, Portugal encontra-se aproximadamente na média da UE, no que respeita à percentagem de eletricidade produzida em unidades de cogeração (11% dos 27 estados membros).

3.2. Evolução da cogeração em Portugal

A tecnologia foi introduzida em Portugal no setor industrial nos anos quarenta, sendo as primeiras instalações baseadas em turbinas de vapor (contrapressão) que satisfaziam grandes necessidades de vapor de baixa pressão. Contudo, apenas na década de noventa a cogeração conheceu um crescimento significativo em termos de potência instalada e de energia produzida. Atualmente, a cogeração a gás natural é a

Evolução da cogeração em Portugal

única que apresenta crescimento, mantendo-se a capacidade instalada de cogeração a *diesel* e em contrapressão ou condensação.

Em 1997, com a introdução da rede de gás natural, combustível fóssil ideal para a produção de energia, foram criadas oportunidades para novas instalações de cogeração. Desde aí, foram desenvolvidos diversos projetos, utilizando turbinas a gás com caldeira de recuperação e caldeira com turbina a vapor. Assim, a potência instalada em Portugal em cogeração, no final de 2005, era cerca de 1.207 MW (COGEN, 2001).

A Figura 3.3 mostra a evolução da energia elétrica produzida pelas centrais de cogeração ao longo dos anos (Eurostat, 2012).

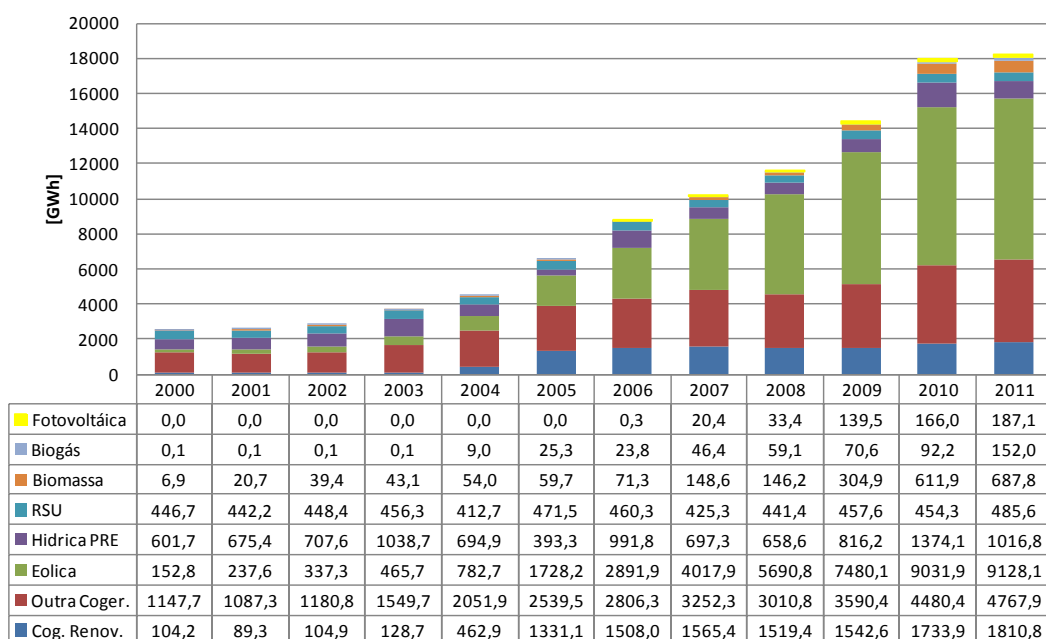


Figura 3.3 Contribuição da cogeração para o mix energético em Portugal

No ano de 2011, a energia produzida por centrais de cogeração, incluindo todas as fontes, renováveis e não renováveis, foi de 6.579GWh (Eurostat, 2012).

Observa-se que a importância do biogás (retirando o peso dos RSU que manteve praticamente constante o peso no total da produção de energia a partir de fontes renováveis) tem sofrido um aumento considerável ao longo dos últimos anos.

Salienta-se o facto da maior fatia das unidades de cogeração atualmente em produção em Portugal são de fontes não renováveis (rácio de 28% renováveis para 72% não renováveis).

3.3. Tipos de cogeração

A cogeração é uma opção ou conceito associado à tecnologia de conversão de energia secundária, a tecnologia responsável pela conversão da energia primária na secundária. A energia primária representa a energia disponível no combustível que se utilizará no processo de combustão, enquanto a energia secundária representa a energia que fica disponível no final da cogeração. A mesma não pode ser vista independentemente das tecnologias de conversão de energia primária. No presente estudo é de maior interesse a combustão direta.

A combustão direta é a mais conhecida e divulgada para conversão de biomassa em calor. Para sistemas até cerca de 10MWt, as caldeiras com fornalha de alimentação inferior e as de grelhas são soluções demonstradas e fiáveis, com custos de investimento relativamente reduzidos (Freitas, 2007).

A aplicação da cogeração é feita de três formas em função da sequência relativa da utilização da energia térmica e elétrica: ciclos superiores ou de cabeça (*Topping cycle*), ciclos inferiores ou de cauda (*Bottoming cycle*) e ciclos combinados.

a) - Ciclos superiores ou de cabeça (*Topping cycle*)

A energia proveniente do combustível é primeiramente utilizado produção de energia mecânica estando acoplado um alternador para a produção de energia elétrica. Assim, o processo térmico aproveita a energia proveniente da utilização anterior. Este sistema tem perdas menores em relação ao sistema seguinte. Esta diminuição de perdas deve-se ao facto de a troca de calor ser feita diretamente com o processo térmico (Educogen, 2001).

b) - Ciclos inferiores ou de cauda (*Bottoming cycle*)

Ao contrário do anterior, este sistema aproveita primeiramente a energia proveniente do combustível na aplicação do sistema térmico, em seguida aproveita a energia térmica para acionar uma turbina que por sua vez está acoplada a um alternador para produzir energia elétrica. Este sistema apresenta perdas superiores ao anterior porque efetua uma troca de calor com uma fonte fria.

Deve-se ao facto de o vapor já não possuir energia suficiente para fazer girar a turbina. A Figura 3.4 mostra os intervalos de temperaturas a que se dão as trocas de calor (Educogen, 2001).

Para além deste existe instalações que combinam os dois tipos.

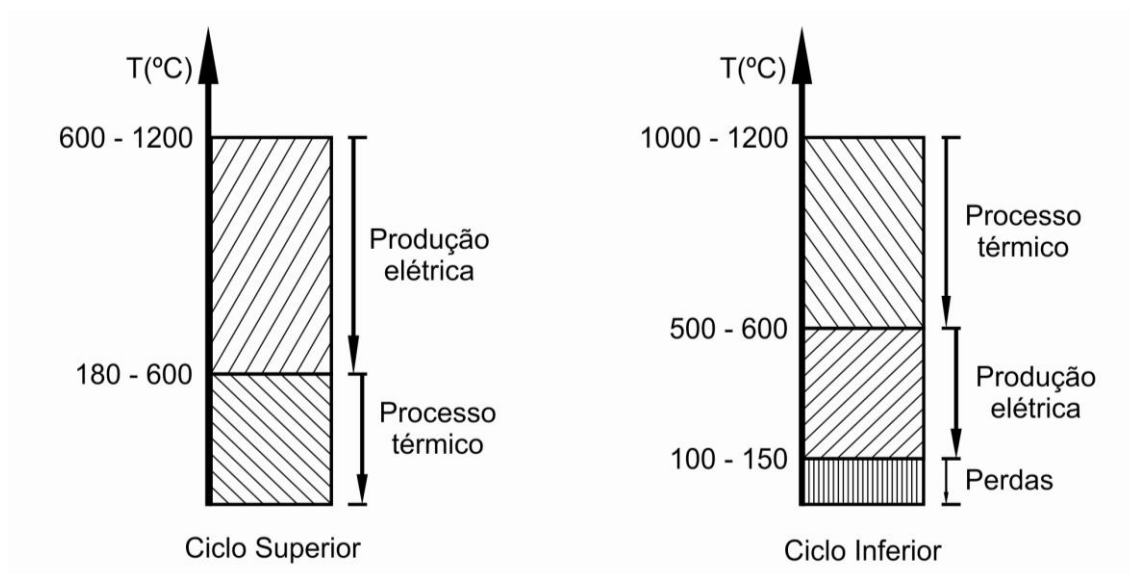


Figura 3.4 Intervalos de temperatura de funcionamento do “topping system” e “bottoming system”

3.4. Tecnologias de cogeração

Presentemente, as tecnologias mais importantes disponíveis no mercado para cogeração são:

- Turbina de Gás (ciclo de Brayton);
- Turbina de Vapor (ciclo de Rankine);
- Ciclo Combinado;
- Motor alternativo de Combustão Interna (ciclo Diesel ou Otto);
- Pilhas de Combustível;
- Micro turbina;

As primeiras quatro tecnologias supramencionadas, usam turbinas ou motores alternativos de combustão interna e têm sido aplicadas adequadamente em instalações de cogeração nas últimas décadas. As tecnologias de pilhas de combustível e micro turbina estão ainda numa fase de desenvolvimento e início de comercialização. Todas estas máquinas motrizes e sistemas têm sido continuamente desenvolvidas e produzidas por empresas Europeias durante muitas décadas.

Para trigeriação, os tipos vulgarmente mais aplicados são os motores de combustão interna, muitas das vezes em grupos de mais do que um para fazer face à variação de cargas. As turbinas de gás são utilizadas em grandes complexos de edifícios tais como hospitais ou redes urbanas de calor e frio. As turbinas de vapor são menos utilizadas no setor terciário, devido à relação entre os consumos de energia térmica e de energia elétrica típicos neste setor. Uma última tecnologia, sob intensa investigação

durante os anos mais recentes, é relativa à micro turbina. Uma notável investigação tem tido lugar principalmente nos E.U.A., para o desenvolvimento de tais turbinas, dando ênfase à sua aplicação em veículos e em instalações de cogeração. Como seria de esperar neste estágio, o rendimento é baixo e o preço elevado. A U.E. não tem empreendido investigação significativa no desenvolvimento desta tecnologia.

3.4.1. Definições das principais tecnologias de cogeração

A peça mais importante de uma instalação de cogeração é a máquina que produz energia mecânica e energia térmica, também chamado o componente principal, que pode ser uma caldeira/turbina a vapor, turbinas a gás ou ciclo combinado. Esta máquina é que caracteriza o tipo de central de cogeração. De seguida apresentam-se as principais tecnologias de cogeração utilizadas:

- Motores de combustão interna - são uma tecnologia em grau avançado de desenvolvimento, disponível numa ampla gama de potências, permitindo atingir eficiências de produção de energia elétrica de cerca de 40%.
- Motores a vapor - são uma tecnologia demonstrada a nível industrial, com reduzidos custos de manutenção. Dado que são produzidos em número reduzido, têm custos de investimento relativamente elevados. O mercado principal para os motores a vapor é a produção combinada de calor e de eletricidade em pequena escala
- Motores Stirling - estes motores estão agora a atingir o estatuto de tecnologia comercial, muito embora diversas empresas e investigadores estejam ainda a trabalhar no seu desenvolvimento. Os motores Stirling apresentam algumas vantagens para situações de pequena escala, nomeadamente uma eficiência razoável (até 30%), baixos níveis de ruído, reduzida manutenção e um tempo de vida potencialmente longo.
- Podem ser acoplados a sistemas de combustão ou gasificação ou a qualquer outra fonte de calor. Prevê-se que o preço de venda dos motores Stirling venha a decrescer consideravelmente durante os próximos anos logo que passem a ser produzidos em maior número.
- Turbinas a gás - podem ser de alimentação direta ou indireta. As turbinas a gás de alimentação indireta são já uma tecnologia madura mas, para o caso específico da biomassa, requerem um sistema de permuta térmica especificamente projetado, o qual é bastante dispendioso e necessita ainda de extensa investigação. A eficiência desta solução situa-se na ordem dos 20% a 24%. As turbinas a gás pressurizado alimentadas diretamente a partir de sistemas de gasificação que utilizam biomassa como combustível, estão ainda em fase de investigação. No entanto, representam já um forte potencial, muito embora apenas para a gama de 5 a 20MWe.
- Turbina a vapor - esta tecnologia é utilizada principalmente em centrais de produção de energia elétrica de grande dimensão e em instalações de cogeração com capacidades superiores a 10 MW. Nessa escala, é uma tecnologia madura e amplamente utilizada em todo o mundo. Para aplicações

de pequena escala, a realidade é outra e as turbinas a vapor são menos adequadas em virtude da sua eficiência mais baixa, fraco desempenho a carga parcial e custos de investimento relativamente elevados quando comparado com escalas superiores.

- Micro turbinas - é uma tecnologia relativamente nova. São compactas e leves e têm baixos níveis de ruído. Estão em desenvolvimento diversos sistemas de micro turbinas alimentadas por um gaseificador de biomassa, na escala de 25 a 250kWe. É expectável que durante os próximos anos se verifique uma redução dos custos de investimento destes equipamentos, em consequência do seu desenvolvimento comercial.
- Pilhas de combustível - Uma pilha de combustível são um dispositivo eletromecânico, que converte a energia química do combustível diretamente em energia elétrica, sem estágios intermédios de combustão e produção de energia mecânica.

Uma célula de combustível pode converter mais do que 90% da energia contida num combustível em energia elétrica e calor. Em termos históricos pode-se dizer que no ano de 1996, as células de combustível com ácido fosfórico apresentavam uma eficiência de conversão elétrica de 42%, com uma elevada produção de calor.

Todas as células de combustível são constituídas por dois elétrodo (Figura 3.5), um positivo e outro negativo, designados por, cátodo e ânodo, respetivamente. Igualmente, todas as células têm um eletrólito, que tem a função de transportar os iões produzidos no ânodo, ou no cátodo, para o elétrodo contrário, e um catalisador, que acelera as reações eletroquímicas nos elétrodo (Brandão, 2004).

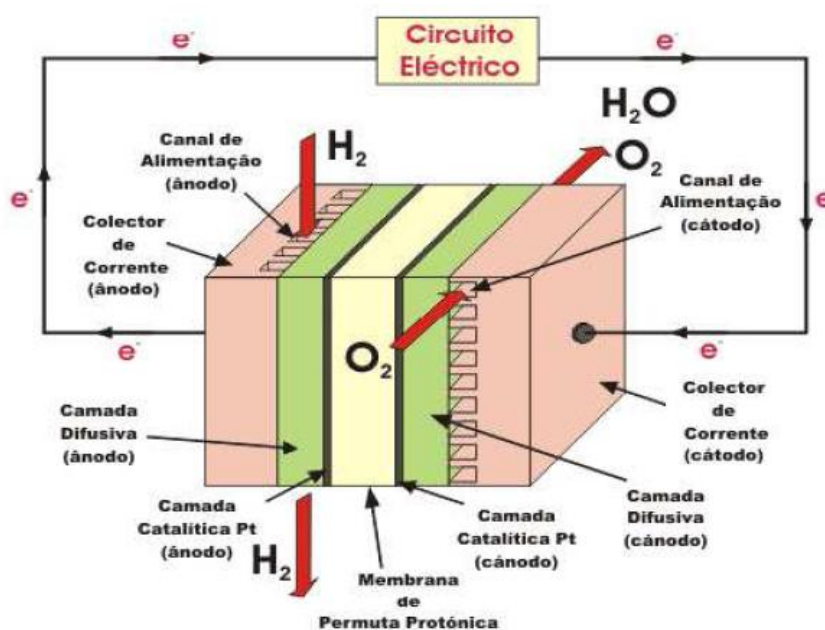
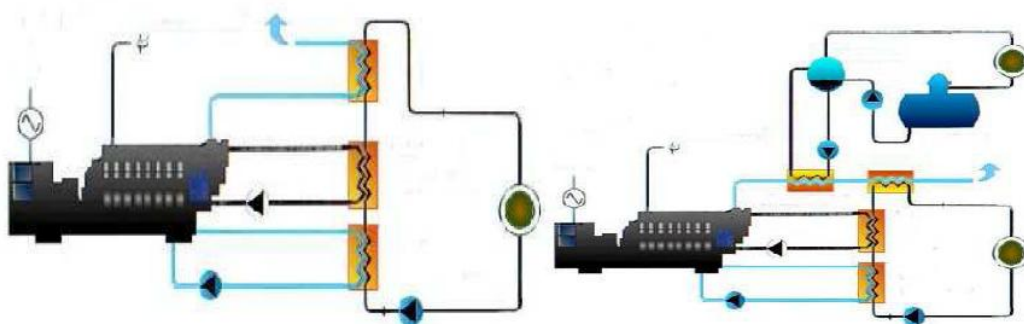


Figura 3.5 Esquema típico de representação de uma célula de combustível

As pilhas de combustível são ideais para operação no setor terciário, devido ao seu funcionamento eficiente e silencioso. Atualmente o seu custo de produção é demasiado elevado para permitir a sua penetração no mercado, o que espera que venha a ocorrer dentro de poucos anos. A outra vantagem fundamental deste sistema, na verdade, reside nos subprodutos da operação, nomeadamente o hidrogénio. Este pode ser utilizado como meio de armazenamento de energia, criando um tampão entre as necessidades energéticas e a produção. Isto é extremamente importante para o aumento do rendimento global (e do fator de utilização) da instalação de cogeração/trigeração.

3.4.2. Cogeração com caldeira e turbina a vapor

A produção de energia elétrica pode ser obtida de várias formas, por turbina a gás, turbina a vapor (de contrapressão ou de condensação) ou ainda pelos convencionais motores. A configuração deste tipo de centrais pode ser portanto de diferentes tipos. No caso de turbinas de contrapressão, não existe, imediatamente após a turbina, o condensador ao contrário do que acontece nas centrais clássicas a vapor - Figura 3.6 - (Roriz, 2006).



Produção de eletricidade e águas quentes

Produção de eletricidade, águas quentes e vapor de processo

Figura 3.6 Sistemas com turbinas de contrapressão e turbinas de condensação

3.4.2.1. Caldeiras a vapor

As caldeiras dependem das características do combustível utilizado, mas não só, dependem também dos valores de pressão, temperatura e exaustão do vapor requeridos. As caldeiras podem ser classificadas em vários tipos:

- Quanto ao tipo de circulação do fluido térmico de trabalho: circulação natural e circulação assistida. A definição de cada um destes tipos, com as suas vantagens e desvantagens, dependerá da pressão e do caudal de vapor dentro dos tubos da fornalha.
- Quanto ao tipo de caminho do fluxo dos gases da combustão: passo único, dois passos, três passos e passos divididos;

- Quanto ao tipo de combustão do combustível: combustão com queimador, combustão em leito fluidizado e combustão em grelha. As combustões em leito fluidizado ou em grelhas são utilizadas para combustíveis sólidos, enquanto a combustão com queimador pode ser empregada para combustível sólido pulverizado, combustível líquido e combustível gasoso. A definição do tipo de combustão depende da capacidade de evaporação da fornalha (Santos, 1998).

1. Caldeiras de tubos de fumo

Água no exterior dos tubos onde passam os gases. Estas caldeiras, de chapa muito espessa, precisam de uma grande massa de água com a desvantagem de não permitir altas pressões e arranques demorados.

2. Caldeiras de tubos de água

A água circula em tubos e os gases circulam no exterior destes tubos (Proter, 2006).



Figura 3.7 Módulo de uma caldeira

São utilizadas para altas pressões, pois a espessura é distribuída pelos tubos. Estas caldeiras têm arranques rápidos. Não se descreverem todos os tipos de caldeiras, mas aqueles que se poderão empregar na combustão proposta no caso de estudo explicado no ponto seguinte:

- Caldeira de convecção natural;
- Caldeira de leito fluidizado.

A caldeira de circulação natural e combustão em leito fluidizado, por ser o indicado para a queima de combustível sólido, como a biomassa. Nas caldeiras de circulação natural o fluido térmico (mistura de água e vapor) dentro dos tubos da fornalha circula em movimento ascendente desde o fundo da fornalha até ao tambor da caldeira, e circula pelo tubo de descida externo à fornalha até atingir a base do mesmo, fazendo este circuito com várias circulações para produzir vapor saturado dentro do tambor da caldeira. No interior do tambor há uma série de ciclones

separadores, onde o vapor saturado húmido deixa pequenas gotas de água que se acumulam no fundo do tambor, enquanto o vapor sem humidade sai pela parte de cima do tambor para o super-aquecedor.

A circulação natural da água entre o tambor e a fornalha ocorre pela diferença de densidade entre a mistura de água e vapor no interior das paredes da fornalha e a densidade da água no tubo de descida.

As vantagens das caldeiras de circulação natural são:

- Fiabilidade operacional em termos de controlo de nível do barrilete;
- Do caudal de vapor e da combustão;
- Menor custo de operação e de manutenção, pois não tem bomba de circulação.

As principais desvantagens são:

- Necessidade do barrilete de grande espessura e dimensões para suportar a pressão da caldeira;
- O volume de vapor e de água;
- Arranque demorado (30 minutos a 1 hora) (Santos, 1998).

A combustão em leito fluidizado é indicada para queima de combustível sólido, como carvão, madeira ou biomassa. Neste tipo de combustão existe o fluxo de ar ascendente forçado pelo ventilador através dos bocais de ar, instalados no fundo da fornalha.

Este fluxo de ar controlado mantém em suspensão os briquetes de carvão (por exemplo), admitidos na caldeira, fazendo a agitação e a circulação como se fosse um fluido denso em ebulição. O carvão é introduzido no leito da fornalha através de meios mecânicos (lançadores de briquetes, transportadores helicoidais) ou de meios pneumáticos. As superfícies de troca térmica ficam instaladas na região dentro do leito e aproveitam a energia térmica aí produzida.

As vantagens da queima em leito fluidizado são:

- Alta taxa de transferência de calor;
- Grande isothermicidade do leito;
- Baixa temperatura do leito (800° a 900°C);
- Grande tolerância a materiais inertes;
- Alta flexibilidade operacional a combustível sólido;
- Baixo excesso de ar (10% a 15%);
- Alta eficiência da combustão (90% a 95%);
- Fácil remoção das cinzas;
- Reduzida emissão de óxido de azoto e de enxofre.

Esta tecnologia está disponível para unidades de pequena a grande potência até 250MW (Santos, 1998).

Os sistemas de combustão de biomassa em caldeira para produção de vapor podem ser:

- Sistemas de grelha;
- Sistemas de leito fluidizado;
- Sistemas especiais e de co-combustão com outros combustíveis.

A potência térmica destes sistemas de combustão de biomassa situa-se no intervalo de 5 a 100MW. A pressão do vapor produzido vai até aos 70bar, com uma temperatura entre 200°C a 500°C. A água é pré-aquecida antes de entrar na caldeira e deve fazer-se, pelo menos, a 105°C para permitir a desgaseificação no chamado desgaseificador. Os sistemas de grelha são bastante comuns para potências elevadas. Geralmente são sistemas de grelha inclinada ou horizontal, fixa ou móvel, que são projetados no sentido de facilitar a remoção das cinzas. Alguns sistemas deste género dispõem de um mecanismo de arrefecimento da grelha a ar ou a água, o que permite a obtenção de uma quantidade de energia térmica. O combustível é introduzido por cima da grelha e o ar entra pela parte inferior da mesma. Este tipo de sistema de combustão tem como vantagens suportar tanto um elevado teor de humidade como um alto teor de cinza no combustível e permitir a utilização de uma mistura de combustível de características relativamente variáveis.

Os sistemas de leito fluidizado (Figura 3.8) podem ser de dois tipos:

- Leito fluidizado borbulhante (BFB);
- Leito fluidizado circulante (CFB).

Numa caldeira de leito fluidizado, o combustível é alimentado por um leito sólido que foi fluidizado, ou seja, suspenso sobre uma placa de distribuição de ar ou gás. A quantidade de material do leito representa geralmente entre 1 e 5% da totalidade do material presente na câmara de combustão. A elevada capacidade térmica do material do leito permite estabilizar o processo de combustão.

A principal diferença entre o BFB e o CFB é a velocidade com que o ar ou gás é injetado no leito. Num sistema BFB a velocidade com que o ar é injetado no leito é inferior e as partículas do leito comportam-se como um fluido fervente, embora permaneçam no leito. No caso do CFB, a velocidade do ar injetado é superior e parte do material é arrastado com os produtos de combustão, sendo posteriormente separado através de ciclones e recirculado para o leito.

O CFB é mais sofisticado e, por isso, mais caro que o BFB, embora assegure um controlo mais eficiente das emissões. A tecnologia de leito fluidizado pode ser aplicada a uma ampla variedade de combustíveis, desde os muito húmidos (cascas, lamas) até aos combustíveis fósseis convencionais. A eficiência do sistema de combustão pode atingir valores na ordem dos 90%, mesmo com combustíveis de queima mais difícil (Kinnunen, 2003).

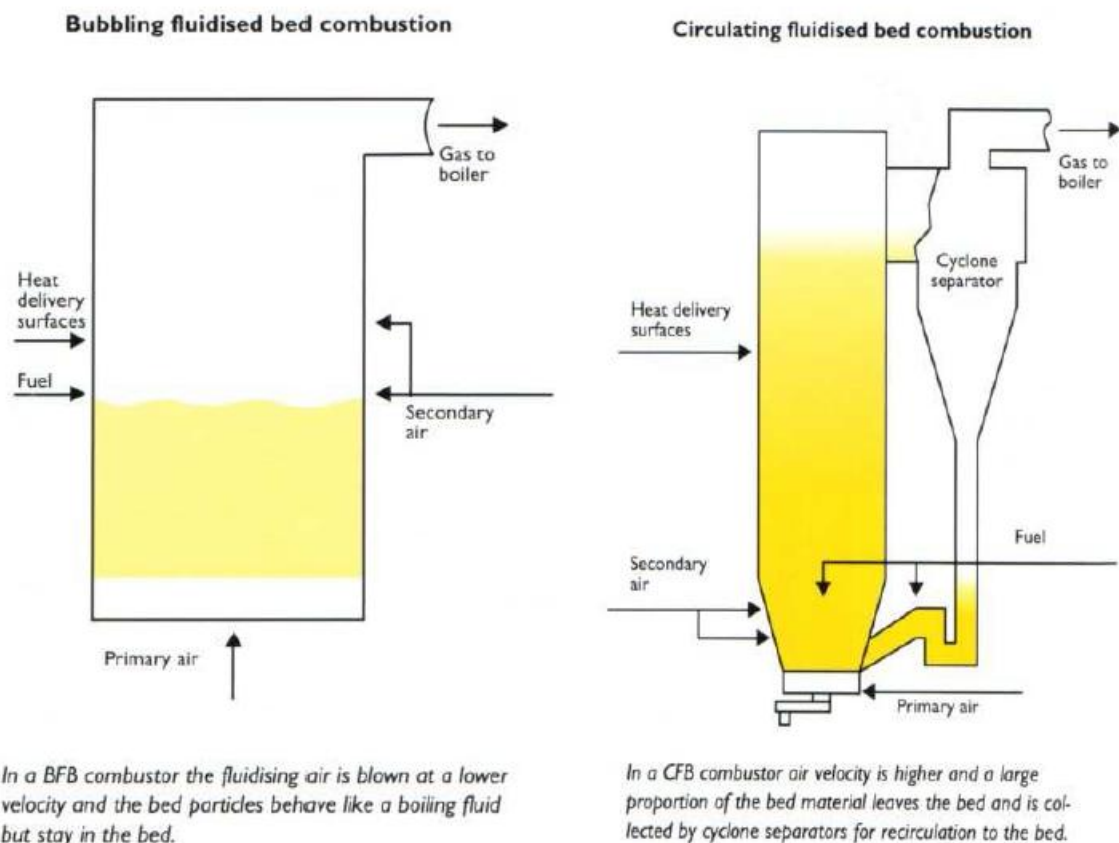


Figura 3.8 Esquema dos sistemas de leito fluidizado borbulhante e circulante

3.4.2.2. Turbina de Vapor

Um sistema baseado em turbinas a vapor é constituído por três componentes principais:

- Uma fonte de calor;
- Uma turbina de vapor;
- Um permutador (área de transferência de calor).

Este sistema opera segundo o Ciclo de Rankine, quer na sua forma básica ou em versões melhoradas. As condições de operação podem variar numa larga gama. Para aplicações de cogeração, a pressão de vapor pode variar desde alguns bars, 40, até pressões bastante altas, de 100bars. A temperatura de vapor pode variar desde alguns graus Celcius, 300, até 450°C e a potência de saída varia entre valores de 0,5 - 100MW, apesar de ser possível atingir valores mais elevados. Este tipo de sistema possui uma elevada fiabilidade e um longo ciclo de vida (entre 25 a 35 anos). No entanto é de referir que o período de instalação pode ser compreendido entre 12 a 18 meses para unidades pequenas e até 3 anos para unidades de maior dimensão (Silva et al., 2003). O funcionamento deste sistema, começa com o pré-aquecimento da água, no pré-aquecedor e desgaseificador, antes da entrada na caldeira, onde se

processa a mudança de fase água/vapor a alta pressão. O vapor sobreaquecido é expandido numa turbina produzindo assim trabalho útil.

De seguida esta água vai ao desgaseificador onde é aquecida a pelo menos 105°C e daí é bombeada (à pressão que se pretende o vapor) para a caldeira, onde a energia extraída do combustível é absorvida pela água fazendo com que esta atinja temperaturas suficientes para produzir vapor sobreaquecido. Este vapor de água entra na turbina, onde sofre uma expansão, que faz com que a energia do vapor se transforme em energia mecânica, através da rotação da turbina, produzindo assim trabalho útil. Depois de produzir trabalho na turbina, o vapor, já a uma pressão inferior, normalmente inferior à atmosférica, denominado de vapor de exaustão, dirige-se para a etapa seguinte, que consiste essencialmente num condensador (Figura 3.9). Neste condensador o vapor é condensado, transformando-se uma vez mais em água, que retorna ao princípio do ciclo (Brandão, 2004). No caso de a turbina ter uma ou mais extrações de vapor, antes da exaustão para o condensador, estamos na presença de um sistema de cogeração. Neste caso o condensador é chamado de balanço e serve para absorver as variações de carga no processo, mantendo a produção de energia elétrica constante.

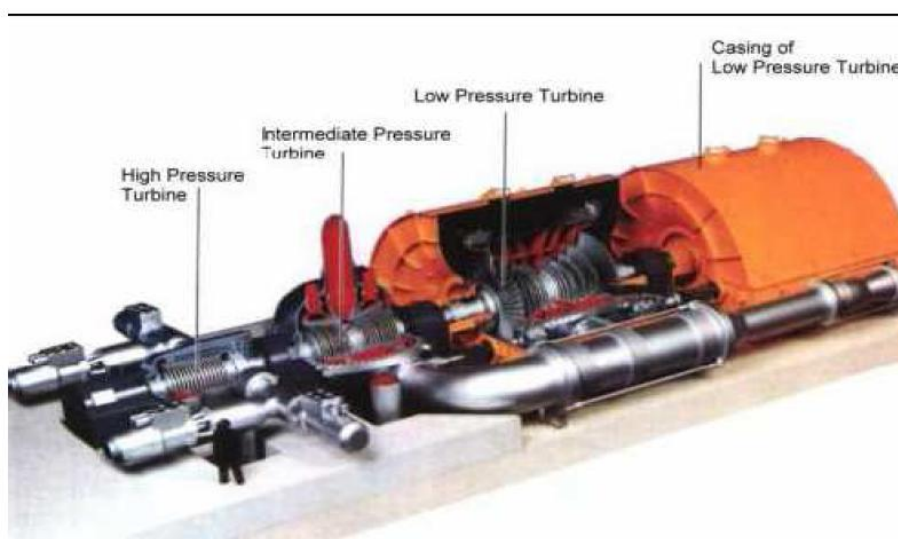


Figura 3.9 Módulo de uma Turbina a Vapor

As turbinas a vapor, podem dividir-se em dois grandes grupos, consoante a pressão de saída do vapor, turbinas de condensação e turbinas de contrapressão. As turbinas de condensação são turbinas onde a pressão de saída do vapor é normalmente menor que a atmosférica, sendo neste caso necessário a utilização de um condensador. As turbinas de contrapressão, basicamente são turbinas onde a pressão do vapor de saída é superior à pressão atmosférica. Estas duas situações podem coexistir, onde o condensador é chamado de condensador de balanço.

A aplicação de turbinas a vapor é a opção tecnológica mais difundida em indústrias e em sistemas de redes urbanas de calor. O vapor na faixa de 20 a 100bar, produzido em caldeiras, é utilizado no arranque de turbinas a vapor para produção de energia. O vapor de escape ou de extração, na faixa de 2 a 20bar, é utilizado como calor de processo. A cogeração com turbinas a vapor tem-se difundido principalmente na

produção centralizada de energia elétrica nas grandes instalações (acima dos 20MW), e em indústrias onde são indispensáveis elevadas quantidades de vapor para o processo, entre as quais se destacam as indústrias de pasta de papel, refinação de petróleo e de química pesada. A grande difusão dos sistemas de cogeração com turbinas a vapor pode ser parcialmente atribuída às vantagens, como o longo período de vida útil ou como já referido, a utilização de uma grande variedade de combustíveis. Estes podem ir desde o carvão, até a recursos florestais (madeira, etc.), incluindo também o fuelóleo, o gás natural e o biogás.

Os sistemas de cogeração com turbina a vapor são de uma forma geral constituídos por cinco grandes módulos:

- Pré-aquecedor/desgaseificador (onde a água é pré-aquecida);
- Caldeira;
- Turbina;
- Condensador;
- Gerador.

Uma das particularidades deste método é o facto de ser possível usar como fonte de energia para produção de vapor, o calor residual de um outro processo ou equipamento, através da permuta de calor (Brandão, 2004). Uma característica importante destes sistemas de cogeração consiste na sua capacidade de utilização de qualquer combustível, desde resíduos industriais até combustíveis mais nobres, como o gás natural.

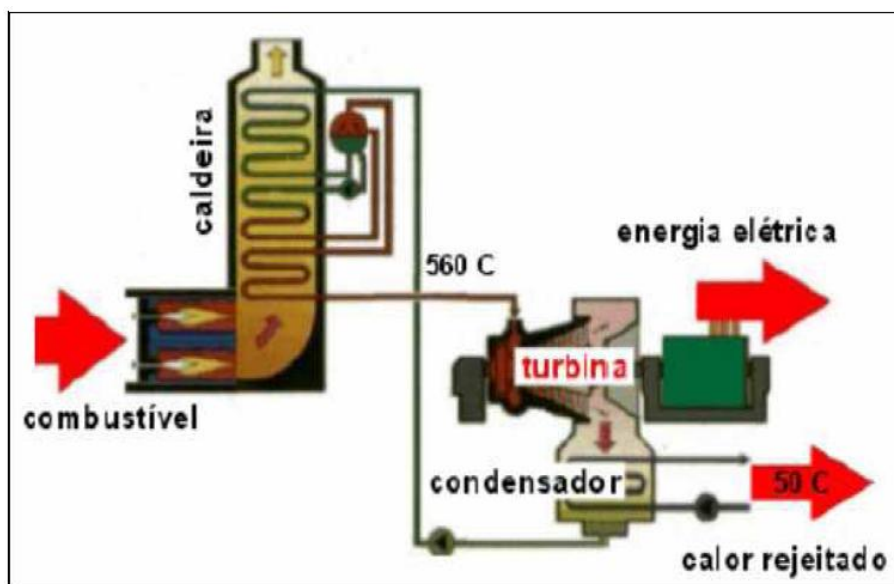


Figura 3.10 Funcionamento base do sistema de cogeração com turbina a vapor

Outro aspeto positivo desta tecnologia é o facto de o vapor ser largamente empregue como vetor energético para aquecimento, em processos industriais, disponível nas extrações das turbinas (Lora et al., 2004). O princípio de funcionamento de um sistema com turbina de vapor está esquematizado na Figura 3.11.

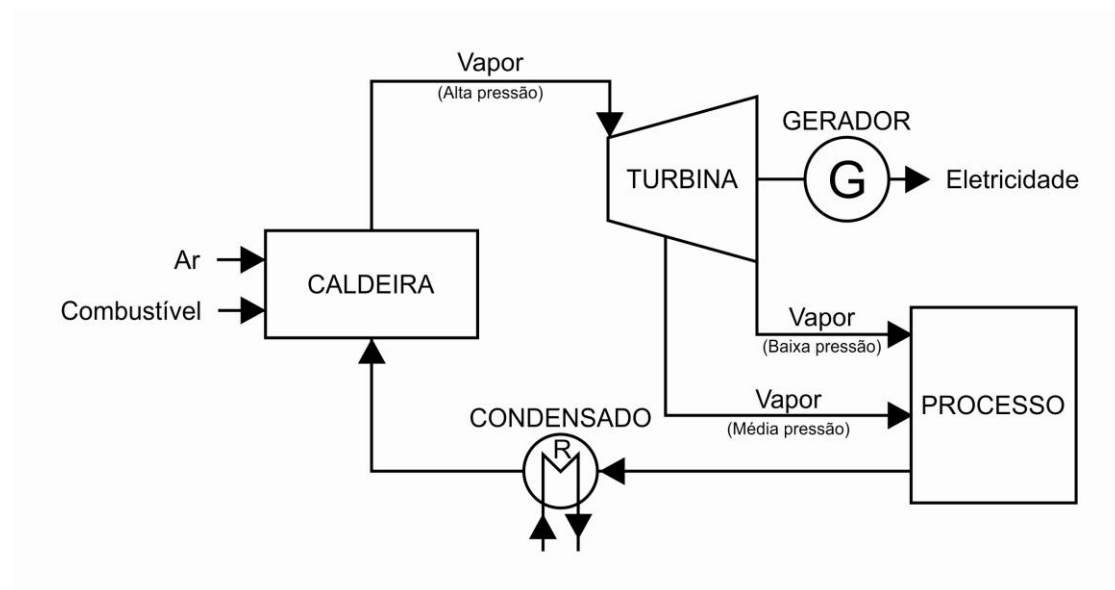


Figura 3.11 Vapor num sistema de turbina a vapor

Para a produção combinada de calor e eletricidade a partir do vapor gerado pela caldeira, são geralmente utilizados dois tipos de sistemas:

- Turbinas de contrapressão - Figura 3.12 - (OPET CHP Technologies, 2000), nas quais a turbina descarrega para o condensador a uma pressão superior à pressão atmosférica.

Nas turbinas de contrapressão, o fluxo de vapor extraído, que abandona a turbina, é enviado diretamente para o processo industrial em condições próximas das requeridas. O termo contrapressão refere-se ao facto de o vapor ser rejeitado a pressões superiores à da pressão atmosférica. A utilização do vapor a uma pressão relativamente elevada prejudica sensivelmente o rendimento elétrico, mas melhora o rendimento térmico global. (Brandão, 2004). Neste tipo de equipamentos a eficiência global pode atingir os 90%. O rendimento em energia mecânica é baixo e em energia térmica elevado, cerca de 15% e 75%, respetivamente (INETI/ITE, 2002).

Este tipo de configuração apresenta as seguintes vantagens e desvantagens:

Vantagens:

- Configuração simples com poucos componentes;
- São evitados os custos relacionados com estágios a baixa pressão na turbina;
- Custo de capital reduzido;
- Necessidades reduzidas ou inexistentes de água de refrigeração;
- Elevada eficiência global devido à inexistência de rejeição de calor para o meio ambiente através do condensador.

Desvantagens:

- A turbina a vapor é maior para a mesma potência de saída, pois a diferença entálpica disponível é inferior ao de uma turbina de condensação;
- O caudal de vapor através da turbina depende do processo, ou seja, a eletricidade gerada pelo vapor é controlada pelo processo, o que resulta na pouca flexibilidade do sistema (Brandão, 2004).

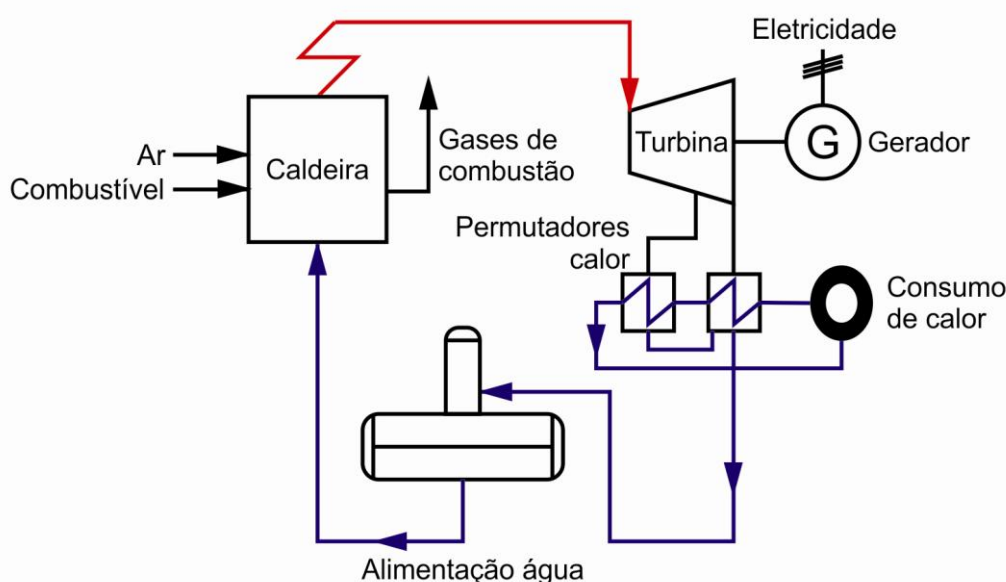


Figura 3.12 Esquema de uma unidade de cogeração com turbina de vapor de contrapressão

- Turbinas de extração-condensação - Figura 3.13 - (OPET CHP Technologies, 2000), em que parte do vapor é removido através de extrações durante a fase de expansão na turbina, para utilizações térmicas ou outras. Nas turbinas ditas de condensação, parte do vapor é extraído às pressões desejadas durante a fase de expansão, enquanto o restante continua a expandir-se até à condensação, produzindo energia adicional.

As turbinas de extração-condensação apresentam eficiências de conversão de energia primária no combustível variáveis com a percentagem de caudal de vapor enviado para o condensador. Estes sistemas são utilizados para responder a processos com grande variação de carga térmica e, portanto, de caudais de vapor, mantendo a caldeira à carga nominal. Neste caso, a relação eletricidade/calor é mais alta e o ciclo global de cogeração tem menor eficiência. Entretanto, por serem mais flexíveis e produzirem mais energia elétrica, as turbinas de extração-condensação são escolhidas em determinadas aplicações (Gasnet, 2005), nomeadamente nos casos onde os processos associados têm variações de carga térmica significativas. Comparado com o sistema de turbinas de contrapressão (Figura 3.12), este sistema possui um custo de capital mais elevado e uma eficiência global inferior, mas tem a vantagem de controlar a carga térmica, pela regulação do caudal de vapor através do condensador.

De modo geral, as turbinas a vapor apresentam as seguintes características:

- São especialmente adequadas para instalações de grande dimensão, com queima de carvão, óleo combustível pesado ou resíduos industriais;
- Apesar de terem uma eficiência térmica relativamente baixa, tem a vantagem de responder rapidamente às exigências de energia térmica dos processos associados;
- O custo por kW é alto, e o tempo de implementação longo;
- A relação eletricidade/calor é variável ao longo de uma ampla faixa, o que dá flexibilidade à operação;
- Podem exigir grandes áreas de implantação e quantidades significativas de água de refrigeração;
- Têm alta disponibilidade.

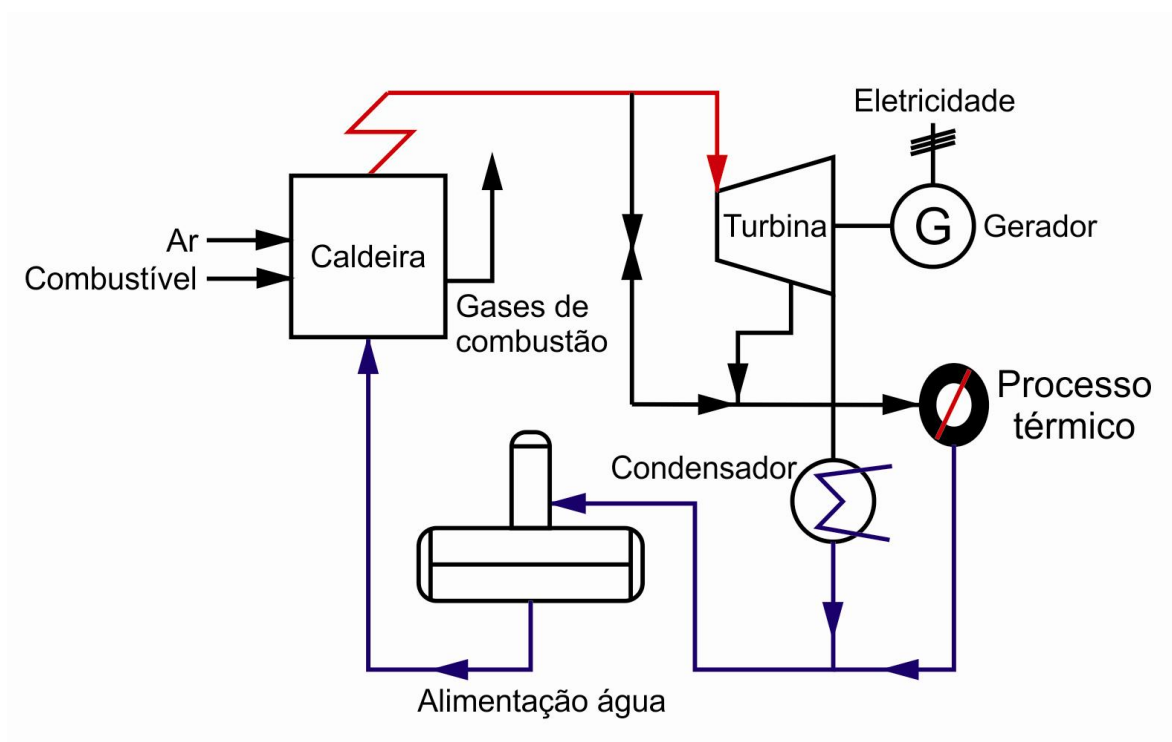


Figura 3.13 Esquema de uma unidade de cogeração com turbina de vapor de extração-condensação

A configuração das centrais com turbinas pode ser portanto de diferentes tipos. No caso das centrais com turbinas de contrapressão - Figura 3.14 - (Roriz, 2006), não existe imediatamente após a turbina, o condensador ao contrário do que acontece nas centrais clássicas a vapor - Figura 3.15 - (Roriz, 2006).

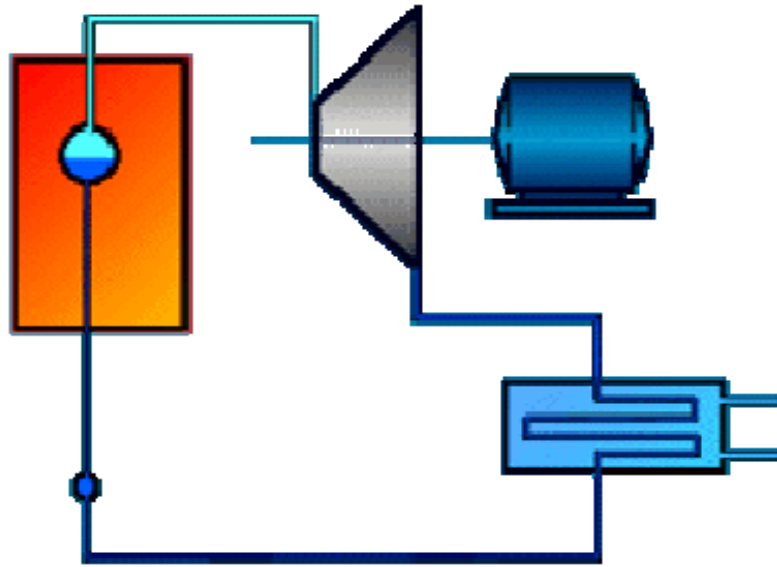


Figura 3.14 Sistema de cogeração com turbina a vapor “contrapressão”

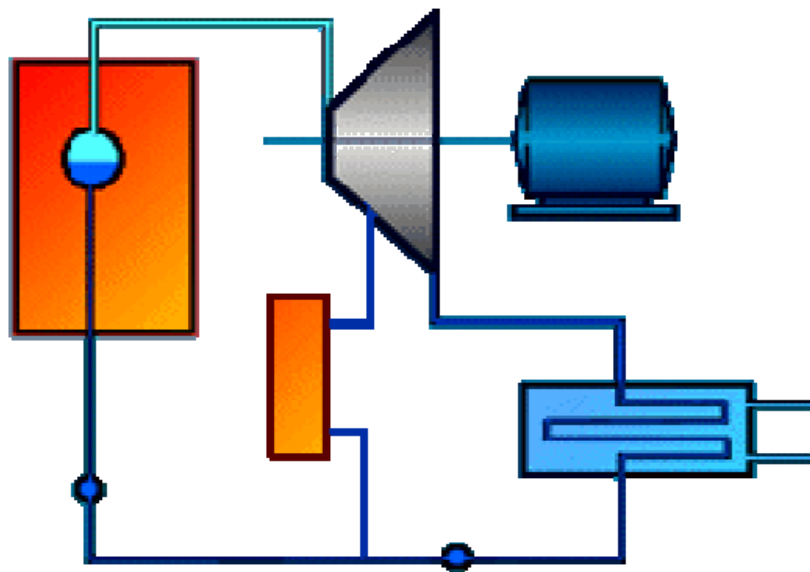


Figura 3.15 Sistema de cogeração com turbina a vapor de condensação

Na Figura 3.16 são apresentadas duas instalações com turbinas a vapor: uma funcionando como central de produção de energia elétrica e a outra funcionando num sistema de cogeração (Schmitz e Koch, 1996, citado por Lora et al, 2004).

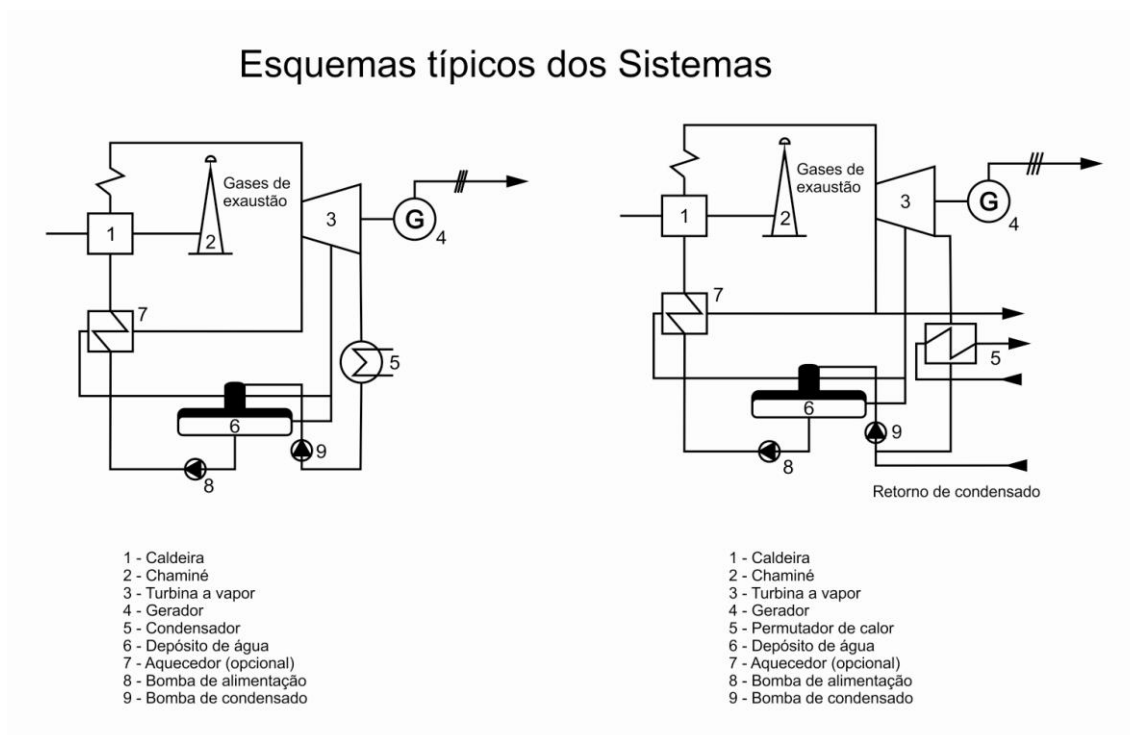


Figura 3.16 Esquema de uma turbina a vapor operando sem cogeração e uma outra num sistema de cogeração

O balanço térmico correspondente é apresentado na Figura 3.17 (modificado de Schmitz e Koch, 1996, citado por Lora et al, 2004).

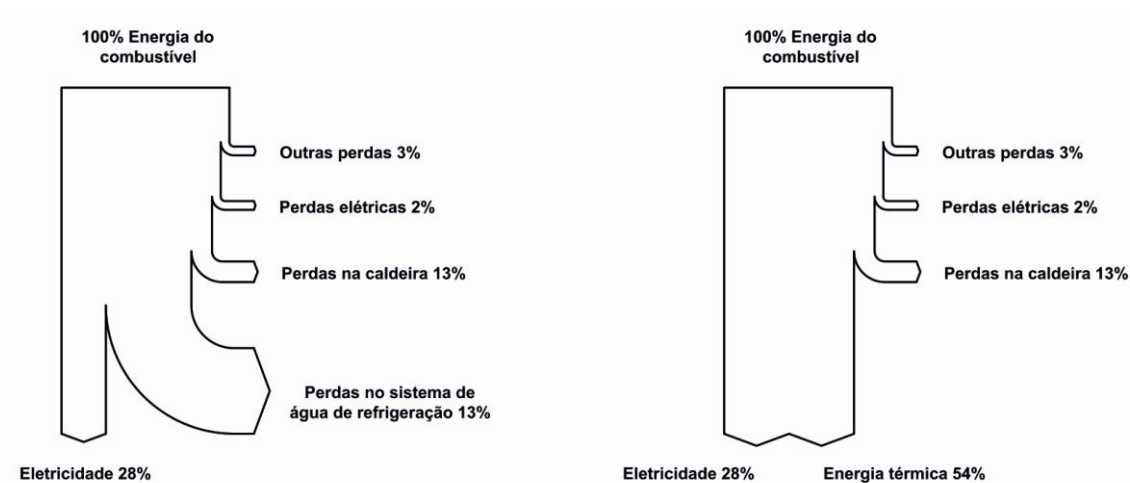


Figura 3.17 Balanço térmico típico de uma turbina a vapor operando sem cogeração e uma outra num sistema de cogeração industrial

Neste caso, para uma mesma quantidade de combustível fornecida, o primeiro sistema consegue uma eficiência de 28%, o que resulta num total de perdas de 72%. Ao utilizar o vapor de escape da turbina, a eficiência elétrica pode ser, assume-se neste caso 20%, mas as perdas totais reduzem-se para 18%, devido à utilização do vapor de escape num processo industrial, totalizando uma eficiência global de 82%.

3.4.2.3. Vantagens e desvantagens da turbina a vapor

De seguida são discriminadas, as principais vantagens e desvantagens da Cogeração com Turbinas a Vapor (Azevedo, 2001 e INETI/ITE, 2002):

Tabela 3.1 Vantagens e desvantagens da turbina a vapor

VANTAGENS	DESVANTAGENS
Tempo de vida útil	Investimento inicial elevado
Equipamento seguro	Arranque lento
Não necessita de vigilância constante	Problemas de controlo de emissão de poluentes
Eficiência global elevada	Reduzido número de aplicações
Capacidade de fornecer vapor e/ou Pressão atmosférica	Baixo rendimento eléctrico
Trabalham durante longos períodos de tempo (mais de 4000 horas) sem necessidade de paragens para manutenção	Dependência de um tipo de combustível no dimensionamento, ou seja só pode usar o combustível idêntico aquele para que foi projectado o sistema

3.4.3. Cogeração com turbinas a gás

Basicamente uma turbina a gás consiste num motor térmico onde é produzido trabalho a partir de um fluxo contínuo de gases de combustão, provenientes da queima de um combustível. Este sistema de turbina a gás é atualmente bastante difundido nas instalações onde existe uma necessidade de calor para o processo e a necessidade de uma grande quantidade de eletricidade, numa relação próxima de 2.

O sistema de turbina a gás, tal como se pode verificar na Figura 3.18, é constituído de uma forma geral pelos seguintes elementos (Brandão, 2004):

- Sistema de admissão de ar;
- Dispositivo de compressão do ar (compressor);
- Câmara de combustão;
- Turbina de expansão;
- Sistema de escape.

Ou de acordo com outros autores (Lora et al., 2004) os elementos fundamentais que constituem uma turbina a gás são:

- O compressor;
- A câmara de combustão;
- A turbina propriamente dita.

Quanto ao funcionamento deste tipo de turbina (Figura 3.18), o ar atmosférico é continuamente comprimido pelo compressor a cerca de 7bar antes de entrar na câmara de combustão. O ar comprimido entra na câmara de combustão (ou combustor), onde é realizada a queima, de que resulta um fluxo contínuo de gases a elevada temperatura (gases de combustão). Os gases provenientes da combustão são expandidos na turbina para arrancar o compressor de ar e o dispositivo mecânico acoplado, que normalmente é um gerador elétrico. Estes gases de exaustão, devido ao facto de serem relativamente limpos e pouco húmidos, podem ainda ser aproveitados para processos de secagem industrial ou para a produção de vapor, destinado a processos industriais ou a alimentar Chillers de absorção.

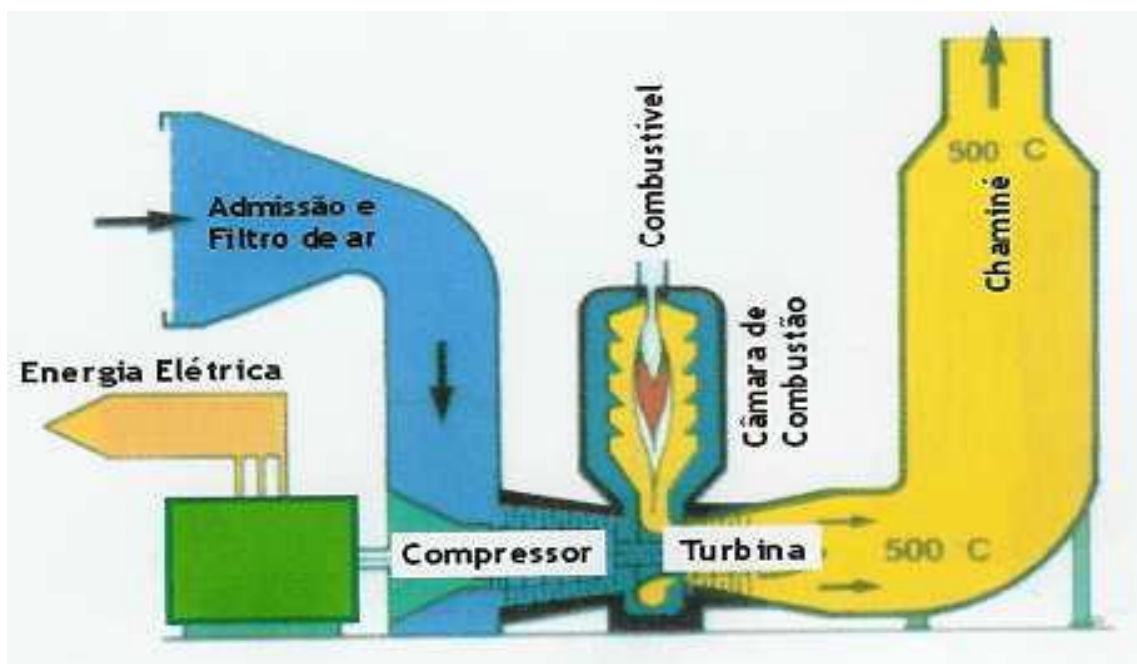


Figura 3.18 Funcionamento típico dum sistema com turbina a gás

As turbinas a gás, a funcionar em regime de cogeração, proporcionam uma eficiência global de aproximadamente 75%, sendo 30% relativa a energia mecânica e 45% referente à recuperação da energia dos gases de exaustão. Com vista a maximizar a eficiência do sistema, o excesso de ar comprimido que não foi usado na combustão (ar que não chegou a ser misturado ao combustível) é normalmente usado no arrefecimento dos componentes das áreas quentes da turbina de gás. O fluxo de ar usado na refrigeração do sistema é misturado aos gases de combustão expandidos na turbina, sendo de seguida dirigidos para o sistema de exaustão.

Na Figura 3.19 são apresentadas duas instalações com turbinas a gás: uma a funcionar sem recuperação de calor de exaustão e a outra a funcionar com recuperação, num sistema de cogeração (Scmitz e Koch, 1996, citado por Lora et al, 2004).

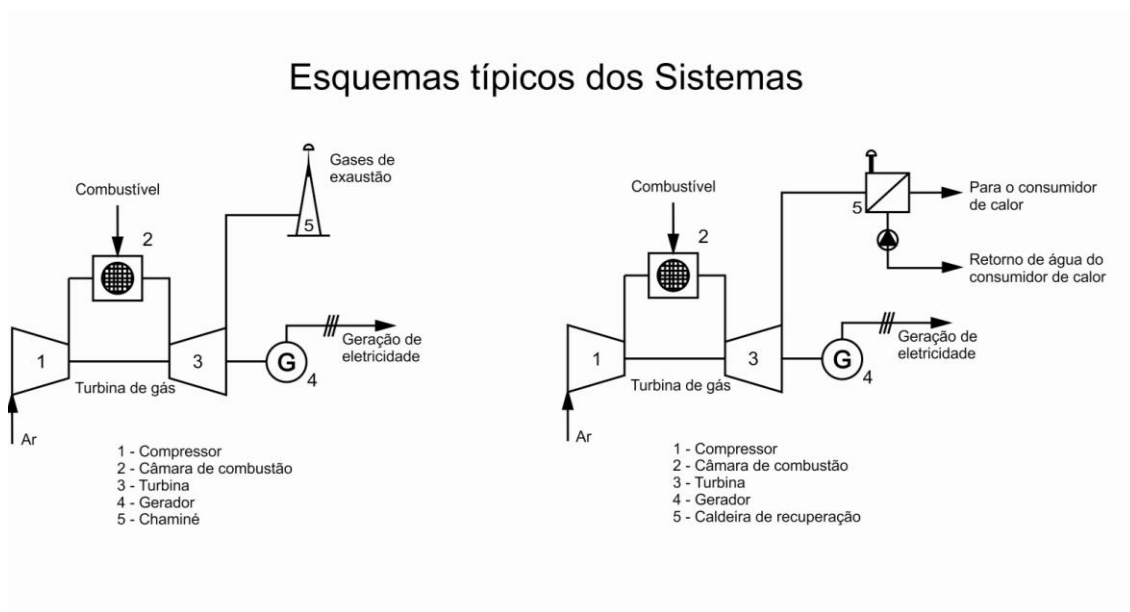


Figura 3.19 Esquema de uma turbina a gás operando sem cogeração e uma outra num sistema de cogeração

Um balanço térmico típico é apresentado na Figura 3.20. Note-se que para uma mesma quantidade de combustível fornecido, o primeiro sistema consegue uma eficiência de cerca de 20%, o que resulta num total de perdas de 80%. Ao utilizar o calor de escape da turbina, a eficiência elétrica mantém-se a mesma, enquanto as perdas se reduzem a 20%, devido à recuperação de calor de exaustão, totalizando uma eficiência energética global de 80%. Desta forma, fica claro que os sistemas de cogeração apresentam uma eficiência mais elevada na utilização do combustível (Scmitz e Koch, 1996, cit. em Lora, 2004).

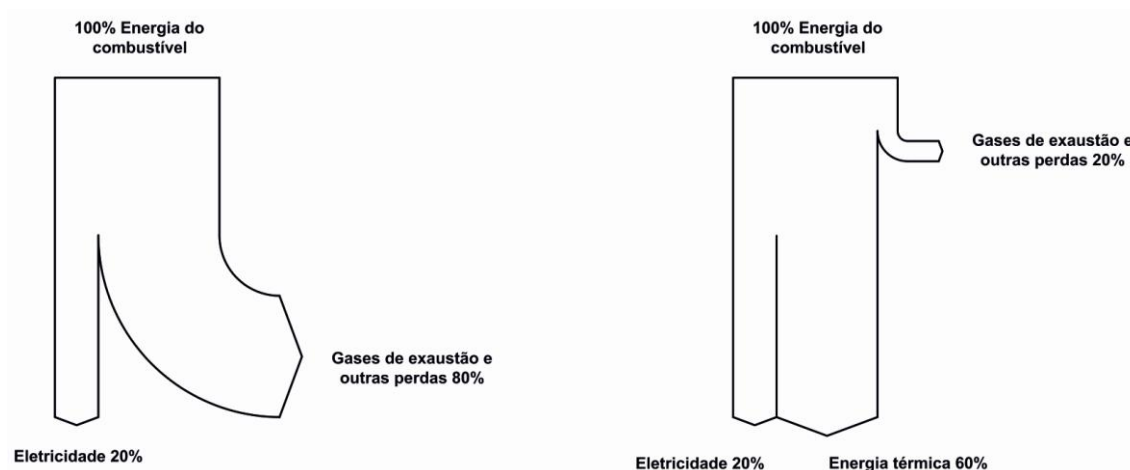


Figura 3.20 Balanço térmico típico de uma turbina a gás a funcionar sem cogeração e uma outra num sistema de cogeração

Os gases de escape da turbina podem ser aproveitados diretamente para processos térmicos, ou de modo indireto na produção de vapor de água, utilizando uma caldeira de recuperação, ou utilizando os gases como comburente nos queimadores de caldeiras convencionais. A temperatura destes gases situa-se geralmente entre os

Ciclo Orgânico de Rankine (ORC - Organic Rankine Cycle)

450°C e os 650°C, com um conteúdo de oxigênio de 14% em volume. Algumas das possíveis aplicações, em uso direto dos gases de escape de uma turbina a gás, são secadores com atomização (argilas, leite e produtos químicos), secadores em estufas (placas de madeira, placas de gesso, produtos agrícolas e alimentares) e em fornos metalúrgicos de alívio de tensões e reaquecimento.

O calor de escape é frequentemente utilizado para a produção de vapor, um vetor energético de amplo uso na indústria. Para a sua produção podem ser empregadas caldeiras de recuperação ou podem modificar-se caldeiras convencionais. Porém, neste último caso, pode ocorrer uma diminuição no rendimento global da instalação. Nas caldeiras de recuperação, ao contrário das caldeiras convencionais, a transmissão de calor ocorre essencialmente por convecção, podendo ser construídas com 1, 2 ou 3 níveis de pressão. Geralmente a adoção de um número mais alto de níveis de pressão está associada a ganhos de desempenho, quando o uso posterior do vapor ocorre em ciclos com turbinas a vapor (Lora et al., 2004). A turbina a gás é mais complexa do que a turbina a vapor, embora o conjunto necessário para configurar o ciclo a vapor (caldeira, permutadores de calor, bombas, condensador, etc.) seja mais pesado e igualmente complexo - Figura 3.21 - Brandão, 2004).

Por outro lado, o ciclo de vapor é uma tecnologia mais conhecida e bem dominada, com muitos fabricantes de equipamentos, particularmente na faixa de potência dos sistemas de cogeração. Existe uma ampla variedade de tipos e modelos de turbinas a vapor, com diversas opções quanto ao número de estágios, sistemas de controlo e tecnologia de materiais de produção.

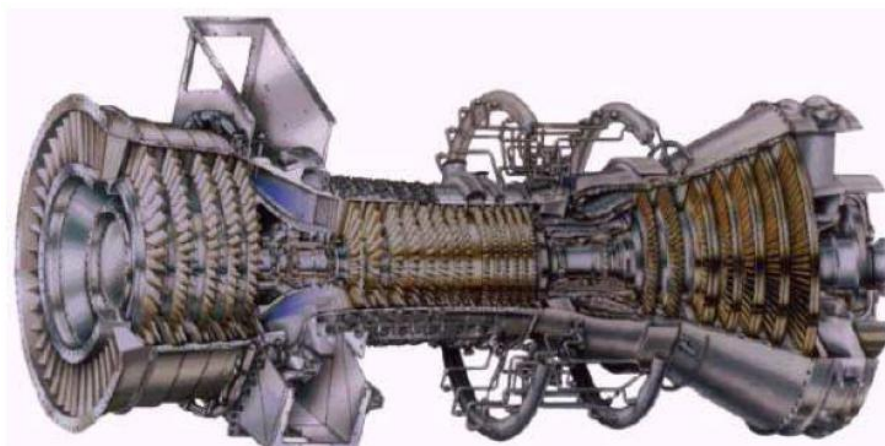


Figura 3.21 Turbina a gás usada na cogeração

Das diversas aplicações das turbinas a gás destacam-se os setores:

- Alimentar;
- Petroquímico;
- Papel.

3.4.3.1. Vantagens e desvantagens da turbina a gás

Na Tabela 3.2 apresentam-se as principais vantagens e desvantagens de um sistema deste tipo (adaptado de Azevedo, 2001).

Tabela 3.2 Vantagens e desvantagens da turbina a gás

VANTAGENS	DESVANTAGENS
Fácil manutenção implicando menores tempos de paragem	Utilização menos atractiva em processos com muita necessidade térmica
Arranque relativamente rápido (10 min.)	Tempo de vida útil relativamente curto
Grande fiabilidade e poluição ambiental	Limitação do tipo de combustível
Disponibiliza energia térmica a temperaturas elevas (500 - 600 °C)	Ineficácia em processos com poucas necessidades térmicas
Unidades compactas e de pequeno peso. As turbinas a gás equivalem a geralmente 1/4 em peso e 1/7 em volume quando comparadas com os motores alternativos	Necessidade de uso de dispositivos anti-poeiras, anti-corrosão (em especial em casos de pausas de funcionamento prolongado)
Baixa poluição ambiental	
Baixo nível de vibrações	
Não necessitam de vigilância constante	

3.4.4. Cogeração de ciclo combinado

Com a evolução tecnológica dos sistemas energéticos, têm surgido sistemas cada vez mais fiáveis e eficientes. Este melhoramento dos sistemas isolados, conduziu à introdução de um novo sistema de cogeração que se baseia na agregação de dois sistemas isolados num só sistema, permitindo assim aumentar o rendimento e eficácia global da cogeração. Este novo tipo de cogeração, denominada de cogeração em ciclo combinado (Figura 3.22) é constituído de uma forma geral por um sistema de cogeração com turbinas a gás e por um sistema de cogeração com turbinas a vapor, que são projetados e executados de modo a complementarem-se (Brandão, 2004).

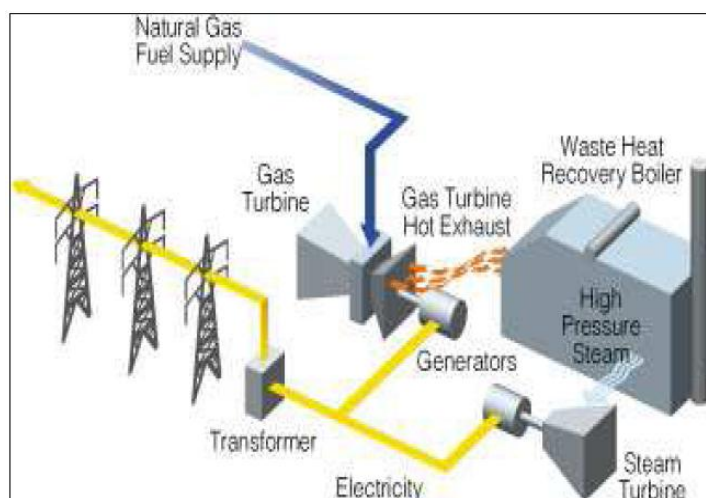


Figura 3.22 Esquema generalizado de um sistema de cogeração em ciclo combinado

Este tipo de cogeração é predominantemente utilizado em situações em que se deseja produzir energia elétrica e térmica útil em quantidades variáveis, de acordo com as cargas consumidoras, ou para atender a mercados específicos. É ainda a melhor opção para as aplicações nas quais a procura de eletricidade é superior à procura de necessidade de vapor, ou seja nas indústrias consumidoras intensivas de energia elétrica. Existem projetos tão flexíveis que podem operar desde a produção máxima de energia elétrica sem extração de vapor para uso no processo industrial, até à produção máxima de vapor para processo sem a produção de energia elétrica. Outro modelo deste tipo de cogeração é aquele em que os acionamentos são de equipamentos mecânicos ao invés de geradores elétricos.

Os sistemas em ciclo combinado (Figura 3.23) apresentam uma grande flexibilidade na relação de produção de eletricidade/calor, face às várias possibilidades de configuração destes sistemas. Em comparação com a grande maioria das tecnologias apresentadas anteriormente, a de ciclo combinado permite, de uma maneira geral, uma maior extração de energia por unidade de calor. Portanto e tal como se pode concluir pela análise do esquema da Figura 3.23, o ciclo combinado tem uma eficiência maior quando comparada com a dos ciclos com turbina a gás e a vapor separadamente.

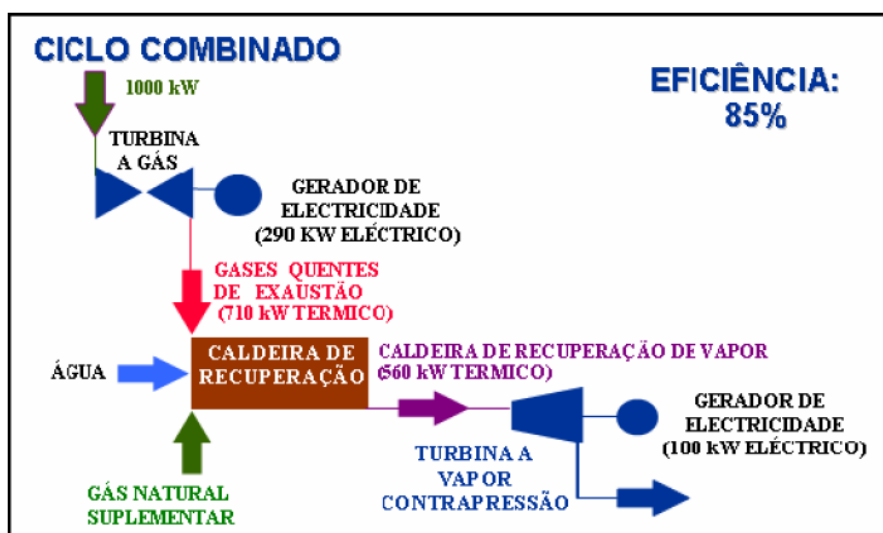


Figura 3.23 Distribuição energética da cogeração em ciclo combinado

3.4.4.1. Vantagens e desvantagens do ciclo combinado:

De seguida são apresentadas as principais vantagens e desvantagens deste tipo de ciclo de cogeração.

Vantagens:

- Elevada eficiência;
- Grande flexibilidade na quantidade de energia térmica produzida;

- Redução custos globais de operação.

Desvantagens:

- Sistema global sujeito a um somatório das desvantagens dos dois sistemas em separado (cogeração com turbina a gás e a vapor);
- Maior complexidade do sistema global.

3.4.5. Microssistemas de cogeração

É bem verdade que a cogeração encontra aplicações com maior facilidade na indústria, uma vez que a forte necessidade de calor e eletricidade e o elevado fator de utilização facilitam a sua viabilização. Outro importante aspeto refere-se à dimensão da central de cogeração, inversamente proporcional ao custo específico do investimento inicial da unidade, ou seja, quanto menor a dimensão, maior o seu custo específico (€/kW instalado). Nas últimas décadas, o aumento dos custos energéticos - principalmente da energia elétrica, juntamente com o avanço tecnológico que permitiu a equalização dos custos de implementação em relação à dimensão dos equipamentos (ausência de economia de escala), fizeram com que os sistemas de cogeração se tornassem viáveis para aplicações de pequeno porte, como pequenas indústrias, prédios comerciais, hospitais, hotéis, e até mesmo residências, como mostrado na Figura 3.24 (Whisper Tech, 2006).



Figura 3.24 Sistema de cogeração residencial utilizando motor Stirling (de baixa utilização comercial), capacidade de 7,5kW de água quente e 1kW de eletricidade

Em geral, o combustível utilizado nos sistemas de cogeração de pequena dimensão é o gás natural, dado o seu baixo custo e a reduzida emissão de poluentes, não sendo necessário investimentos em sistemas de tratamento para gases de exaustão. Os microssistemas de cogeração são disponibilizados em máquinas compactas que em alguns casos são constituídas por apenas um equipamento. As tecnologias utilizadas

abrangem as microturbinas, as células a combustível e os motores alternativos (estes com maior frequência).

Entretanto, a viabilização da cogeração de pequena dimensão em Portugal esbarra numa grande barreira regulatória. Avaliando que o uso destes sistemas está associado a aplicações com baixo fator de utilização, como em residências - em que há grande necessidade de energia durante o horário de ponta e consumo reduzido no resto do dia, o investimento na tecnologia de autoprodução não se justifica do ponto de vista financeiro. Caso a microprodução pudesse injetar na Rede Elétrica Nacional o excedente produzido durante o período fora de ponta, certamente o investimento teria o merecido retorno financeiro. E o beneficiário não seria somente o autoprodutor, mas também a empresa de compra da energia, se pensar no custo evitado de reforços e expansão do sistema de distribuição. O princípio da microgeração.

3.4.5.1. Microturbinas

Não há nenhuma norma para a definição de microturbina, porém a sua principal característica é o arranjo montado sob eixo único de um compressor radial simples com uma turbina radial e um gerador, com um recuperador utilizado para pré-aquecer o ar de combustão e aumentar a eficiência do sistema. O eixo do sistema atinge velocidades angulares elevadas, em torno das 45.000 às 100.000rpm.

A rotação elevada produz correntes alternadas de alta frequência, o que traz a necessidade do uso de um inversor para a sua adequação ao uso (50Hz). Outra solução consiste no uso de uma caixa de redução para adequação da rotação do gerador, menos utilizado que a anterior. As microturbinas possuem como característica baixos níveis de emissões de poluentes, podendo ser utilizadas sem a necessidade de tratamento dos gases de exaustão. Em geral são dimensionadas para operar com combustíveis gasosos (gás natural, biogás ou propano), mas podem operar com alguns combustíveis líquidos leves, porém com níveis de emissões mais elevados. A dimensão destes sistemas pode variar entre os 30 e os 250kW, com razão entre eletricidade/calor em torno de 0,5 a 0,3 e temperatura de exaustão da ordem de 30°C. Alguns modelos de microturbinas utilizam tecnologia de mancal lubrificado a ar, e também sistema de resfriamento a ar, eliminando a necessidade da utilização de fluidos lubrificantes e refrigerantes, como as de fabricação Capstone Turbine Corporation (Figura 3.25). Esta tecnologia preza-se pela alta taxa de disponibilidade e custos de manutenção reduzidos, quando comparado com os motores alternativos de dimensão idêntica (Capstone Turbine Corporation, 2006).



Figura 3.25 Planta de cogeração utilizando 6 microturbinas de 60kW cada, fornecendo calor a um chiller de absorção de 520kW

3.4.5.2. Células a combustível

A célula a combustível consiste num dispositivo eletroquímico capaz de converter diretamente a energia do combustível em eletricidade, sem estágios intermediários de combustão ou trabalho mecânico. Esta é uma tecnologia de uso restrito devido ao custo elevado, e ainda em desenvolvimento desde a sua descoberta pelo inglês Sir William Grove, em 1839. A célula a combustível é constituída basicamente por dois eletrodos e uma membrana catalisadora eletrolítica (Figura 3.26), e funciona da seguinte forma: de um lado da célula, o hidrogénio (H_2) é pressurizado para o terminal negativo do eletrodo (ânodo) e forçado a atingir a membrana catalisadora. Neste momento, a molécula de hidrogénio separa-se em dois iões de hidrogénio (H^+) e dois eletrões (e^-). Os eletrões (e^-) migram do ânodo para o cátodo, produzindo uma corrente útil de eletricidade. Do outro lado da célula, ar é conduzido ao terminal positivo do eletrodo (cátodo), forçado a atingir o catalisador, onde as moléculas de oxigénio (O_2) se combinam com os iões H^+ e com os eletrões para formar a molécula de água (H_2O). Esta reação é exotérmica, produzindo calor que pode ser aproveitado para cogeração.

Os maiores problemas para a difusão desta tecnologia ainda são o seu custo elevado e a obtenção e armazenamento do hidrogénio. Usualmente este é produzido pelo processo de reforma de hidrocarbonetos (em geral do gás natural), porém pode ser obtido também a partir da eletrólise da água e de outras formas menos viáveis economicamente. Uma única célula produz uma tensão inferior a 1 volt, ao passo que a tensão desejada deve ser obtida através de associações em série. A produção de eletricidade dá-se em corrente contínua, sendo necessário na maioria dos casos o uso de um inversor para transformá-la em alternada, com tensão e frequência apropriadas a cada aplicação. Ao longo do desenvolvimento desta tecnologia aumentou-se a variedade de tipos de células a combustível, caracterizadas principalmente pelo tipo da sua membrana eletrolítica (Oberberger et al., 2002).

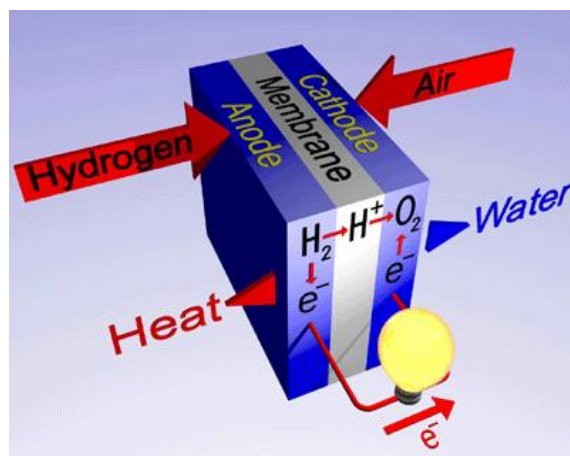


Figura 3.26 Célula a combustível tipo “PEFC”

3.5. Ciclo Orgânico de Rankine (ORC - Organic Rankine Cycle)

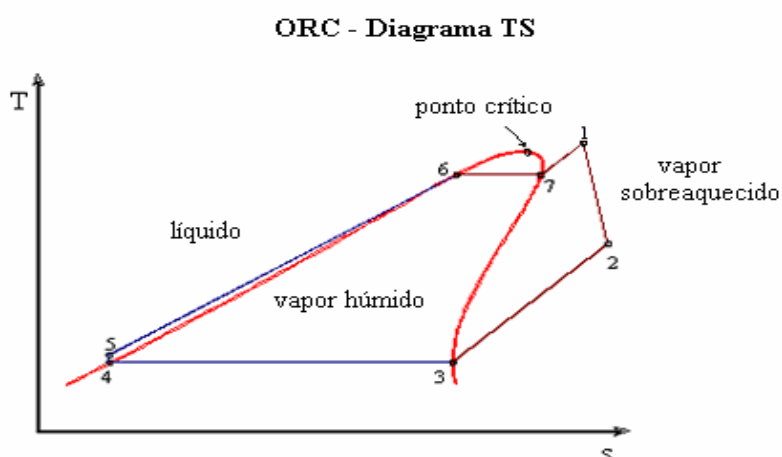
O Ciclo Orgânico de Rankine - ORC é baseado no processo convencional de Rankine com a diferença de utilizar um fluido orgânico, e daí o nome de Organic Rankine Cycle, em lugar de água para produção de vapor - Figura 3.28 - (Oberberger et al., 2002).

Na ORC a combustão do combustível é realizada numa caldeira de fluido térmico. O fluido orgânico é vaporizado e ligeiramente sobreaquecido no evaporador por permuta de calor com o fluido térmico vindo da caldeira, e depois expandido numa turbina axial, acoplada diretamente a um gerador assíncrono.

As temperaturas e pressões utilizadas no ORC dependem do fluido orgânico utilizado, que melhor se adapte ao projeto, mas são significativamente inferiores aos de um ciclo de vapor com a mesma potência. No caso em estudo a temperatura máxima é cerca de 270°C. Após a expansão, o fluido (vapor) é condensado a uma temperatura que varia conforme o meio de arrefecimento disponível e seguidamente passa nas bombas de alimentação para atingir outra vez a pressão de final do ciclo. Utilizando a água ou o ar no arrefecimento, as temperaturas serão de cerca de 30°C e 60°C, respetivamente, mas podem ser de 80 a 90°C no caso de existir aproveitamento do calor dissipado (em cogeração de energia). O líquido orgânico usado no ciclo de ORC, além de amigo do ambiente, não provoca erosão nas lâminas de turbina, como acontece nas turbinas de vapor. Por se tratar de compostos orgânicos e por motivos de segurança, a central ORC é equipada com um sistema especial de deteção de compostos orgânicos usando um detetor de ionização de chama, de forma a ser monitorizada continuamente. Além disso, o ORC também tem um controlo de arranque e paragem que pode ser programado automaticamente, sem necessitar da presença de um operador.

O eventual mau funcionamento do processo pode ser visualizado, os dados armazenados e enviados ao operador através de um sistema de telecomunicações.

Devido a estas operações inteiramente automáticas, o pessoal pode ser reduzido ao necessário para trabalhos de manutenção, que não excedem as 5 horas por semana. Na Figura 3.27 (Oberberger et al., 2002) apresenta-se um ciclo de Carnot representado num diagrama temperatura/entropia como os que se utilizam nos equipamentos de ar condicionado (AC), onde o compressor destes é substituído por uma caldeira de fluido térmico e onde a válvula de expansão é substituída por uma turbina. As temperaturas do fluido são neste caso superiores aos verificados nos equipamentos de AC e os fluidos são do mesmo tipo mas com outras características.



- 1 - 2 Expansão na turbina
- 2 - 3 Arrefecimento do gás
- 3 - 4 Condensação do gás
- 4 - 5 Bombagem
- 5 - 6 Aquecimento
- 6 - 7 Vaporização no gerador por permuta com o fluido térmico
- 7 - 1 Sobreaquecimento no gerador por permuta com o fluido térmico

Figura 3.27 Diagrama TS das fases do fluido orgânico no ORC

Ciclo Orgânico de Rankine (ORC - Organic Rankine Cycle)

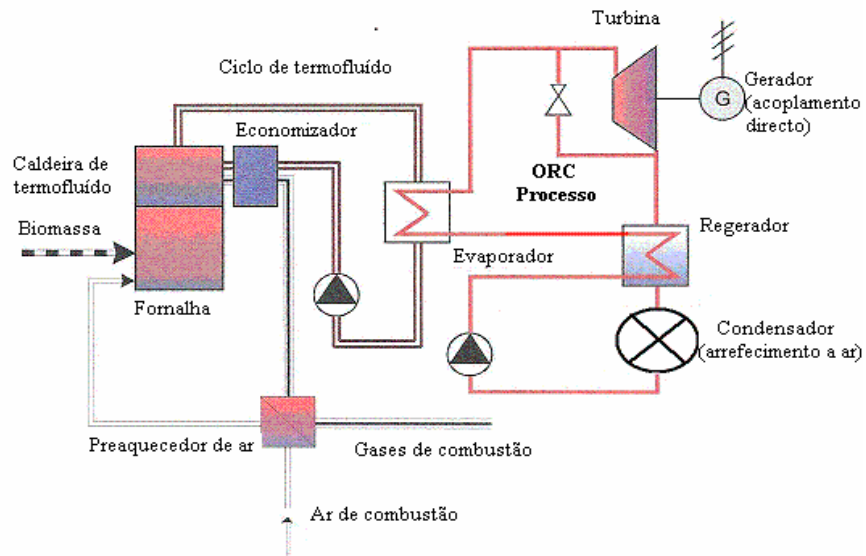


Figura 3.28 Esquema de princípio de funcionamento de um sistema ORC



- 1- Regenerador
- 2- Condensador
- 3- Turbina
- 4- Gerador eléctrico
- 5- Bomba de circulação
- 6- Pré aquecedor
- 7- Evaporador
- 8- Entrada de água no condensador
- 9- Saída de água no condensador
- 10- Entrada de fluido no evaporador
- 11- Saída de fluido térmico do evaporador

Figura 3.29 Perspetiva de uma instalação ORC

Um sistema ORC apresenta uma elevada eficiência (especialmente se for utilizada como central de cogeração), as turbinas utilizadas, a axial, apresenta rendimentos elevados, na ordem dos 90%, a utilização de um fluido orgânico evita a corrosão da turbina (devido ao oxigénio existente na água), é uma instalação simples e compacta com reduzidos custos de operação e manutenção, e apresentando um tempo de vida útil elevado. Como qualquer sistema tem inconvenientes, dos quais se destacam a não utilização para processos que requerem elevadas temperaturas e para potências elétricas elevadas, existente no mercado até potências na ordem dos 3MW (Oberberger et al., 2002).

Um esquema simplificado de um módulo ORC simplificado é apresentado na Figura 3.30.

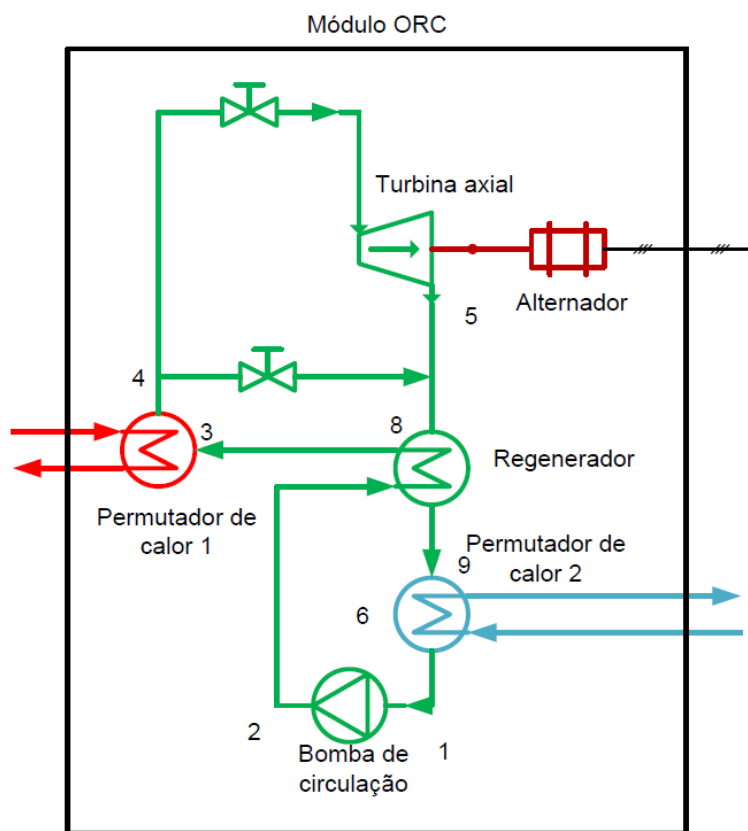


Figura 3.30 Representação esquemática de funcionamento do módulo ORC

A Figura 3.31 representa o fluxo de energia de um sistema ORC. Destaca-se o alto rendimento de um sistema deste tipo, onde se observa que as perdas diretas da unidade ORC são de apenas 2%. Verifica-se que a caldeira possui a maior parte das perdas, já que em comparação com a ORC, é um sistema em que existem diversos tipos de perdas, como na queima do combustível (gases de combustão) e pela própria envolvente. Dado que a unidade ORC apenas possui perdas térmicas pela envolvente, o seu rendimento é bastante alto.

Ciclo Orgânico de Rankine (ORC - Organic Rankine Cycle)

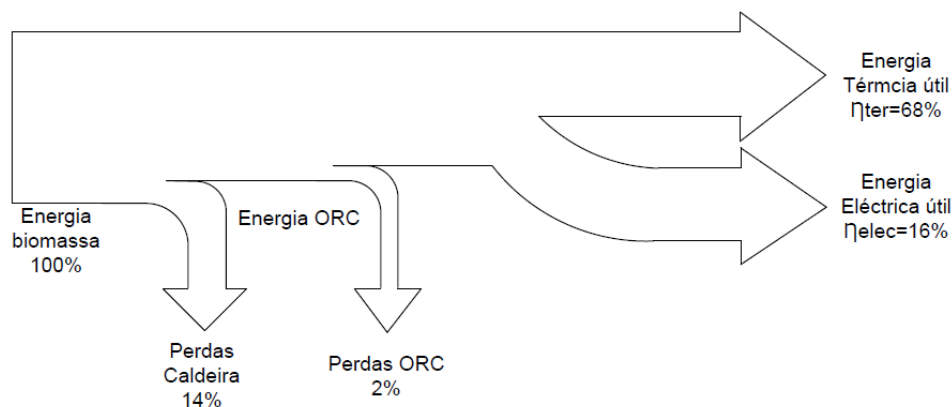


Figura 3.31 Diagrama do fluxo de energia do ciclo ORC

3.5.1. Comparação entre o Organic Rankine Cycle e o Ciclo de Rankine Convencional

Quando a fonte térmica é de temperatura moderada, obtém-se um maior rendimento e produção de energia elétrica usando um fluido orgânico, em vez de água, como fluido de trabalho num ciclo de Rankine. Isto deve-se principalmente ao calor latente de vaporização dos fluidos orgânicos ser de valor muito inferior ao da água, permitindo a circulação de um maior caudal de fluido no circuito que potencia um melhor aproveitamento da fonte térmica, além de que o risco de interrupção do funcionamento da instalação é menor. Também, a menor queda da entalpia específica nas turbinas, que resulta do uso dos fluidos orgânicos, diminui o atravancamento da instalação, sobretudo se a capacidade é inferior a 1-2MW, ao proporcionar o uso de um só andar de expansão na maioria dos casos, ao invés dos vários andares de expansão requeridos pelas instalações a vapor de água (Larjola, 1994).

A adoção de um fluido orgânico em detrimento da água num ciclo termodinâmico permite atingir um ou mais objetivos listados em baixo (Angelino et al, 1984):

- Configurações do ciclo termodinâmico que são inacessíveis no diagrama de estado da água podem ser obtidas com fluidos com diferentes parâmetros críticos (por exemplo, ciclos supercríticos podem ser concebidos, mesmo a baixa temperatura);
- Mesmo com grandes diferenças de temperatura entre fonte quente e fonte fria, podem ser obtidos ciclos termodinâmicos com desenhos simples e um só andar de expansão, devido a não haver a necessidade de utilizar um regenerador e de sobreaquecer os fluidos orgânicos;
- São evitadas baixas velocidades periféricas geralmente requeridas para a turbina, assim como a condensação do fluido durante a expansão;
- A seleção de fluidos dando origem a fluxos de volume adequados permite tamanhos de turbina ideais para qualquer nível de potência;

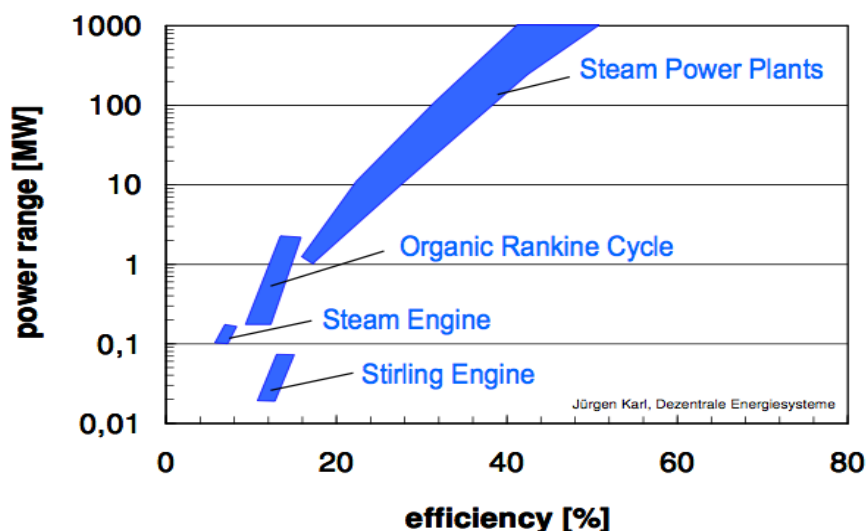


Figura 3.32 Comparação entre o rendimento do ORC e outras máquinas térmicas para diferentes gamas de potência

- Podem, em certa medida, ser selecionados os níveis de pressão do fluido dentro dos vários componentes independentemente das temperaturas da fonte quente e da fonte fria (por exemplo, baixas temperaturas podem estar associadas a altas pressões e altas temperaturas associadas a baixas pressões).

3.5.2. Escolha do fluido de trabalho

A escolha do fluido de trabalho está relacionada com as suas propriedades termodinâmicas, que por sua vez afetam o rendimento do ciclo, e com o impacto no meio ambiente. Basicamente, o fluido de trabalho é classificado em três categorias. Fluidos secos, isentrópicos, e húmidos, dependendo se a derivada da curva do diagrama T-S (dT/dS) é positiva, infinita, e negativa, respetivamente. Os fluidos de trabalho do tipo seco e isentrópico são mais apropriados para sistemas CRO, devendo-se ao facto de estes fluidos serem sobreaquecidos depois de expandidos, eliminando dessa forma possíveis problemas com as pás das turbinas aliados à presença de gotículas de líquidos. Além disso, não é necessário equipamento auxiliar para realizar o sobreaquecimento. Os fluidos húmidos têm baixa massa molecular, havendo a necessidade de um sobreaquecedor para sobreaquecer o vapor; exemplos são a água e a amónia (Hung et al, 1996; Liu et al, 2002).

Algumas das características relevantes para a escolha do fluido são (Quoilin e Lemort, 2009):

1. Desempenho termodinâmico: o rendimento e/ou potência de saída deve ser a maior possível para as temperaturas dadas da fonte quente e fonte fria. Isto geralmente envolve baixo consumo da bomba e um elevado ponto crítico;
2. Alta densidade de vapor: este parâmetro é de fundamental importância, especialmente para os fluidos com uma pressão de condensação muito baixa (por exemplo, óleos de silicone). Baixa densidade conduz à necessidade de

equipamentos de grandes dimensões ao nível da máquina de expansão e do condensador;

3. Pressões aceitáveis: tal como acontece com a água, altas pressões levam normalmente a aumentos dos custos de investimento e complexidade crescente (Quoilin e Lemort, 2009). A pressão do vapor à temperatura de condensação deve ser acima da pressão atmosférica para prevenir a entrada de ar no sistema;
4. Estabilidade a altas temperaturas: ao contrário da água, os fluidos orgânicos geralmente sofrem de degradação química e decomposição a altas temperaturas. A temperatura máxima da fonte de calor a usar é portanto limitada pela estabilidade química do fluido de trabalho;
5. O ponto de congelação deve ser inferior à temperatura ambiente;
6. Baixo impacto ambiental e alto nível de segurança: os principais parâmetros a ter em conta é o potencial de destruição da camada de ozono, o potencial de efeito de estufa, a toxicidade e a inflamabilidade;
7. Disponibilidade e baixo custo;
8. O fluido deve ser líquido nas condições de pressão e temperatura ambientes para ser fácil de manusear e armazenar.

Na Tabela 3.3 são mostradas as principais características para três fluidos de trabalho habitualmente usados em unidades ORC.

Tabela 3.3 Propriedades dos fluidos orgânicos

Fluido	Massa molecular (kg/kmol)	Temperatura crítica (°C)	Pressão crítica (MPa)	Potencial para a destruição da camada de ozono (ODP)
R123	152,93	183,79	3,66	0,02
R245fa (1,1,1,3,3, pentafluoropropano)	134,05	157,6	3,64	0
R601 (n-pentano)	72,15	196,36	3,36	0

O R123 é um refrigerante que pode substituir o R11 (triclorofluorometano). Contudo, o R123 é um refrigerante transitório por ser um hidroclorofluorcarboneto (HCFC). As propriedades físicas e termodinâmicas desviam-se minimamente dos valores do R11. Devido ao seu valor de ODP (“Ozone depletion potencial”), o R123 deve ser rotulado como perigoso para a camada de ozono. O R123 tem um tempo de vida curto mas tem alta eficiência teórica e prática. O R245fa é um fluido de trabalho não-inflamável e não-tóxico. Tem ainda a vantagem de ser um fluido que não representa perigo para a camada de ozono (zero ODP). Pode ser um substituto para o HCFC-123 e o CFC-11 em bombas de calor de alta temperatura e em ciclos de recuperação de calor como o ciclo de Rankine orgânico. O n-pentano (R601) é um refrigerante que não contém átomos de cloro e é considerado seguro para a camada de ozono, mas é altamente inflamável (Kosmadakis et al, 2008). Ainda segundo estes autores, os três fluidos conseguem um aceitável rendimento térmico a funcionarem num ciclo de

Rankine orgânico, onde o n-pentano se destaca por conseguir produzir um maior trabalho mecânico na turbina quando comparado com os outros fluidos.

3.5.3. Máquina de expansão

O desempenho do sistema ORC está correlacionado com o desempenho da máquina de expansão. A escolha da máquina depende fortemente das dimensões e das condições de operação do sistema. Dois tipos fundamentais de máquinas de expansão podem ser distinguidos: tipo turbo e os tipos de deslocamento positivo. À semelhança de aplicações de refrigeração, máquinas do tipo de deslocamento são mais adequadas para as unidades ORC de pequena escala, porque estas são caracterizadas por apresentarem menores fluxos mássicos, índices mais elevados de pressão e velocidades de rotação muito mais baixas que as turbomáquinas. Estas últimas são principalmente usadas em aplicações de maior escala e mostram ter um maior grau de maturidade técnica (Quoilin e Lemort, 2009).

As máquinas de expansão do tipo parafuso são máquinas de rotação de deslocamento positivo cujo desenvolvimento foi feito a partir da modificação dos típicos compressores de ar de forma a atuarem como máquinas de expansão em sistemas ORC no lugar das turbinas, geralmente para produção até 500kWe. Tais máquinas têm eficiências adiabáticas próximas das turbinas convencionais para potências similares, mas com vantagens acrescidas, tais como a capacidade de aumentar o rendimento do ciclo ao admitir vapor húmido, acoplamento direto a um gerador trifásico típico, e a eliminação dos tradicionais sistemas de lubrificação (Smith et al, 2007).



Figura 3.33 Máquina de expansão de duplo parafuso para aplicação no Ciclo Orgânico de Rankine

3.5.3.1. Escolha da máquina de expansão

A fim de se proceder à análise termodinâmica e projetar o Ciclo Orgânico de Rankine é necessário em primeiro lugar, escolher a máquina de expansão, pois é o

Vantagens e desvantagens da cogeração

componente principal que vai condicionar o resto do ciclo. Para o caso em estudo o ideal seria conseguir encontrar no mercado uma máquina de expansão com a qual se conseguisse produzir uma potência de 42kW. O que se constatou foi que após uma pesquisa exaustiva na internet não se conseguiram dados suficientes para esse efeito. O passo seguinte foi escrever uma carta tipo para contactar cerca de uma dezena de empresas (Tabela 3.4) via e-mail, onde se pedia informação sobre soluções para turbinas para potências da ordem dos 30-200kW.

Tabela 3.4 Nomes das empresas contactadas

Nome
Ormat
ElectraTerm
Turboden
GMK
Cryostar
Freepower
Enef Tech
Triogen
Infinity Turbine

Das empresas contactadas apenas uma forneceu as informações necessárias para as condições de funcionamento da máquina de expansão para aplicação num ciclo de Rankine orgânico. A empresa que forneceu essa informação foi a Enef Tech. A máquina de expansão que essa empresa fabrica é para produção de 42kW de potência elétrica, Um resumo das especificações dadas pelo construtor da máquina de expansão é mostrado na tabela seguinte.

Tabela 3.5 Especificações dadas pelo fabricante da máquina de expansão

Elemento	Valor
Turbina	Máquina de expansão de parafuso duplo
Pressão	1034-2068
Potência elétrica no gerador (kWe)	42
Fluido de trabalho	R245fa
Fonte térmica de calor (°C)	82 - 121
Água de arrefecimento (°C)	4 - 43

Por indicação do fabricante o fluido de trabalho a usar no ciclo de Rankine orgânico é o R245fa. Apesar da indicação da fonte de calor máxima ser de 121°C resolveu-se

considerar 140°C levando o fluido de trabalho a uma temperatura de 110°C na entrada da máquina de expansão, e dessa forma não comprometer o tamanho dos permutadores de calor, neste caso o evaporador, e também permitindo uma maior eficiência térmica do ciclo ao elevar a pressão do fluido de trabalho na entrada da máquina de expansão. Resolveu-se também considerar uma temperatura constante de 20°C da água de arrefecimento na entrada do condensador.

3.6. Vantagens e desvantagens da cogeração

A cogeração representa uma alternativa, de elevada eficiência energética, que permite reduzir a fatura energética dos utilizadores com necessidades simultâneas de calor energia térmica (água quente ou vapor) e eletricidade. Para além da fatura energética do utilizador, a cogeração apresenta a grande vantagem de reduzir o consumo de energia primária. A cogeração permite poupar cerca de 15 a 50% da energia primária necessária para produzir, separadamente, eletricidade e calor. Outra vantagem da cogeração é a redução do impacto ambiental causado pela transformação de energia.

A utilização mais eficiente dos combustíveis fósseis permitida pela cogeração resulta numa diminuição significativa das emissões de gases poluentes (em particular do CO₂, um dos gases que mais contribuem para o efeito de estufa). Ao produzir a eletricidade e o calor no local da sua utilização, a cogeração permite ainda reduzir os custos de transporte e distribuição de energia elétrica. Outras vantagens e desvantagens da cogeração são as descritas a seguir (Silva et al., 2003). A cogeração tem aplicação na área dos recursos renováveis, sendo que se aproveitam biocombustíveis sólidos e gasosos como fontes de energia. Para além da energia térmica obtém-se energia elétrica. Com este tipo de instalação, é possível satisfazer as necessidades elétricas da instalação, vender o excedente, e ainda injetar gás na rede de abastecimento público. A aplicação da cogeração nas centrais termelétricas em que se pode aproveitar o calor residual para uso noutras indústrias próximas ou então para aquecimento residencial de povoações próximas, é bastante usado nos países nórdicos, nas centrais de aquecimento à distância.

A utilização do processo de cogeração possibilita uma diminuição no impacto ambiental. O facto de haver um elevado aproveitamento energético dos combustíveis, provenientes de uma maior quantidade da energia extraída, faz com que se apresente uma menor necessidade de combustível. Isto reflete-se numa redução de até 50% na emissão de poluentes como dióxido de carbono (Santos et al., 2003). A utilização de sistemas de cogeração permitem diminuir a necessidade de se construir novas instalações eletroprodutoras centralizadas e o facto de a energia ser produzida junto do consumidor, elimina a necessidade de reforçar ou construir novas linhas de transporte (Santos et al., 2003).

São várias as vantagens e desvantagens da implementação de um sistema de cogeração, de seguida são enumeradas as principais:

- Vantagens:

Vantagens e desvantagens da cogeração

- Elevada eficiência energética;
 - Possibilidade de utilização de várias formas de energia como, biomassa, fuelóleo, gás natural, gás propano, desperdícios industriais ou resíduos agrícolas, entre outros.
 - Forma descentralizada de produção de energia, projetada para satisfazer as necessidades dos consumidores locais, com elevada eficiência, e com menores perdas no sistema de transporte e distribuição de energia;
 - Mais segurança no abastecimento geral e local - a produção de energia, através da cogeração, apresenta menos falhas no abastecimento de eletricidade e/ou calor aos consumidores;
 - Redução da carga térmica rejeitada para o ambiente ao utilizar de forma mais eficiente a energia contida no combustível;
 - Redução da dependência energética de terceiros;
 - Produção simultânea de eletricidade e energia térmica (calor/frio);
 - Redução do impacto ambiental associado à produção de energia elétrica;
 - Melhoria do rendimento energético nacional e preservação das reservas de energias não renováveis;
 - A utilização da cogeração permite um sistema de maior repartição de produção de energia, ao contrário do que sucede em relação às grandes centrais produtoras de eletricidade;
- Desvantagens:
 - Riscos duma ação a longo prazo (decidir e fixar a procura energética da empresa, preços dos combustíveis, taxas e impostos);
 - Mudança no processo de produção pode mudar o fator de cogeração: $\lambda = \text{Calor/Eletricidade}$. Esta alteração poderá ter custos adicionais.
 - Necessidade de inclusão de unidades de *back up* para a produção de calor e energia elétrica;
 - Custos do sistema de distribuição, que devem ser contabilizados no projeto inicial;
 - Problemas de poluição sonora e poluição local;
 - Necessidade de efetuar estudos de viabilidade económica de modo a determinar até que ponto o investimento é rentável financeiramente.

3.6.1. Aplicações

Muitos são os processos que necessitam de calor a algum nível de temperatura, seja em aplicações industriais ou prediais (incluindo os setores residencial e comercial).

Nestes casos, a aplicação da cogeração merece ser estudada, onde a relação eletricidade/calor, a intensidade do uso e o nível de temperatura definirão a tecnologia a ser utilizada. Neste contexto, conforme descrito por (COGEN, 2001), a necessidade de calor pode ser classificada em quatro níveis distintos, conforme a temperatura de utilização:

- *Processos de baixa temperatura (abaixo de 100°C)* - ex. - água quente para uso doméstico, condicionamento de ar, secagem de produtos agrícolas;
- *Processos de média temperatura (100 - 300°C)* - ex. - produção de açúcar e álcool, indústrias de papel e celulose, têxtil, química. Nestes casos o calor é geralmente fornecido sob a forma de vapor;
- *Processos de alta temperatura (300 - 700°C)* - ex. - algumas indústrias químicas;
- *Processos de altíssima temperatura (acima de 700°C)* - ex. - siderúrgicas, indústrias cerâmicas, vidro e fábricas de cimento.

No setor industrial, há um grande potencial para a cogeração nos seguintes segmentos:

- Alimentos e bebidas, cimento, cerâmica, têxtil, serraria, papel e celulose, refino de petróleo e siderurgia.

A produção de papel e celulose agrega grandes quantidades de resíduos aproveitáveis (licor negro e detritos de madeira) que podem ser aproveitados como combustível em sistemas de cogeração, tornando este segmento praticamente autossuficiente em energia. A siderurgia produz gases de exaustão a altas temperaturas, e ainda que com baixo poder calorífico podem ser utilizados como combustível na produção de vapor para produção de energia elétrica.

Para o processo de produção de cimento, são aplicáveis os sistemas de cogeração tipo *bottoming*, onde o calor dos gases de exaustão dos fornos são recuperados num ciclo a vapor para produção de energia elétrica. Esta tecnologia também pode ser encontrada nas unidades de produção de fertilizantes, onde o calor rejeitado pelo reator (reação exotérmica de oxidação do enxofre) de ácido sulfúrico é aproveitado para a produção de eletricidade num ciclo a vapor.

A aplicação da cogeração em distritos industriais é um caso particularmente interessante, uma vez que a soma das variações de carga (térmica e elétrica) de um conjunto de indústrias poderá representar um regime contínuo de utilização, condição ideal para a viabilização de um sistema central de cogeração. Em aplicações prediais, às quais se incluem os setores comercial e residencial, a cogeração encontra viabilidade nos diversos segmentos: hospitais, hotéis, escolas e universidades, prédios de escritórios ou de apartamentos, casas, restaurantes, centros comerciais, supermercados, piscinas. A cogeração é utilizada para o suprimento simultâneo das necessidades de eletricidade e calor. É evidente que a carga de eletricidade está presente em todos os segmentos citados, e no caso da energia térmica, podemos mencionar o aquecimento das piscinas, a água quente para

uso doméstico, a climatização (*chiller's* de absorção), entre outros. Atividades presentes nos segmentos já citados.

A disponibilidade de gás natural e a compactação dos sistemas de cogeração trouxeram um grande incremento à sua utilização em aproveitamentos de pequena dimensão, nos setores comercial e residencial. Os sistemas compactos para aplicação predial são disponibilizados numa faixa de potência elétrica entre os 10 e os 2000kW, com as características de baixo custo, alta densidade elétrica (por volume de equipamento), rápida e fácil instalação (preparados para trabalharem sincronizados entre si isoladamente ou com a rede) e, principalmente, a operação automática que dispensa a permanência contínua de profissional especializado.

3.7. Enquadramento legal do setor

A publicação do Decreto-Lei nº 189/88, a primeira legislação orientada para a promoção da produção de energia elétrica a partir de recursos renováveis, combustíveis nacionais ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, bem como da cogeração, representou um marco fundamental na história da produção independente em Portugal.

Seguidamente é apresentada a evolução em termos cronológicos da legislação referente à cogeração em Portugal até os dias de hoje.

- **Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de Maio:**
 - Regula a atividade de produção de energia elétrica;
 - Requisitos instaurados;
 - Originou um acentuado desenvolvimento de utilização do processo de cogeração;
 - Surgimento de muitas especialidades;
 - Necessidade de autonomização do enquadramento legal da cogeração;
- **Decreto-Lei nº 186/95, de 27 de Julho:**
 - Consagra a separação legislativa das formas de produção de energia elétrica, aplicando-se exclusivamente à produção de energia em instalações de cogeração;
 - Estabelecimento de regras quantitativas;
- **Decreto-Lei nº 538/99, de 13 de Dezembro:**
 - A criação do mercado interno de eletricidade;
 - A defesa do ambiente - estreitamento das políticas ambientais e energéticas;

Revisões posteriores da legislação, em 2000, 2001, 2002 vieram impor critérios de eficiência aos projetos de cogeração o que valorizou e consagrou esta forma alternativa de produção de energia.

A atividade da cogeração, em Portugal, passou a ter um enquadramento legal adequado, com uma estrutura transparente de remuneração e que reconhece inequivocamente os benefícios energéticos e ambientais a toda a produção em cogeração.

No que respeita a questões ambientais, dependendo da natureza, dimensão e localização das instalações, importa referir os seguintes:

- Impacto Ambiental (Decreto- Lei n.º 69/2000, de 3 de Maio);
- Regulamento Geral do Ruído (Decreto-Lei n.º 292/2000, de 14 de Novembro); Emissão de poluentes (Portaria n.º 1058/94, de 2 de Dezembro e Portaria n.º 268/93, de 12 de Março);
- Autorização para a queima de resíduos (Decreto- Lei n.º 239/97, de 9 de Setembro e Decreto-Lei n.º 273/98, de 2 de Setembro).

Em 2004, com a publicação da Diretiva n.º 2004/8/CE do parlamento europeu e do conselho, de 11 de Fevereiro, relativo à promoção da cogeração, o governo, mais propriamente o ministério da economia começou a trabalhar numa nova legislação transpondo a diretiva. O Governo aproveitou para rever as regras a aplicar no setor e o sistema de remuneração, levando a um atraso na publicação.

- Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de Março - Estabelece o sistema jurídico e remuneratório para instalações de cogeração.
- Lei n.º 19/2010, de 23 de Agosto - Alteração do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 Março 44.

Com a legislação acima indicada, Portugal possui uma nova legislação que estabelece as regras jurídicas aplicáveis à eletricidade produzida em cogeração e o regime remuneratório respetivo.

No novo regime, as instalações de cogeração podem optar por duas modalidades, especial e geral, permitindo o proprietário da instalação de cogeração obter a sua remuneração de energia elétrica por parte do comercializador de último recurso (CUR) ou em mercados organizados. A admissão a cada modalidade depende da classificação de cada instalação, podendo ser eficiente ou de elevada eficiência.

3.8. Classificação quanto à eficiência (CEE)

Considera-se uma instalação de elevada eficiência quando a potência instalada é superior a 25MW e cujo rendimento global seja superior a 70% existindo uma poupança da energia primária (produção separada de eletricidade e calor) no mínimo de 10%. Considera-se também estar na presença de cogeração de elevada eficiência quando a potência instalada está compreendida entre 1MW e 25MW e onde se

Classificação quanto à eficiência (CEE)

verifique simultaneamente uma poupança da energia primária de pelo menos 10%. Por fim, todas as instalações de pequena dimensão de onde resulte uma poupança de energia primária também são classificadas por este tipo de cogeração.

As restantes instalações que não se enquadrem nas condições acima descritas são denominadas de instalações de Cogeração Eficiente (CE).

A determinação da Poupança de Energia Primária (PEP) é obtida segundo a equação 1:

$$PEP = \left[1 - \frac{1}{\frac{CHPH_n}{RefH_n} + \frac{CHPE_n}{RefE_n}} \right] \quad (Eq. 1)$$

- $CHPH_n$ é a eficiência térmica do processo, definida como a produção anual de calor útil dividida pelo combustível utilizado na produção total de calor e de eletricidade;
- $Ref H_n$ é o valor de referência da eficiência para a produção separada de calor;
- $CHPE_n$ é a eficiência elétrica, definida como a produção total anual de eletricidade dividida pelo combustível utilizado na produção total de calor útil e de eletricidade num processo de cogeração. Quando uma unidade de cogeração produzir energia mecânica, a quantidade anual de energia elétrica proveniente da cogeração poderá ser acrescida de um elemento suplementar que represente a quantidade de energia elétrica que é equivalente à da energia mecânica.
- $Ref E_n$ é o valor de referência da eficiência para a produção separada de eletricidade.

3.8.1. Modalidade geral

A modalidade geral é acessível a instalações de cogeração não abrangidas pela modalidade especial, sendo a remuneração estabelecida através das seguintes relações de mercado:

- Fornecimento de energia térmica a cliente(s), sendo o preço estabelecido contratualmente;
- Fornecimento de energia elétrica a cliente(s) diretamente ligados à instalação, com o preço de venda a ser estabelecido entre as partes, sendo aplicável a tarifa de uso global do sistema e a tarifa de comercialização;
- Fornecimentos estabelecidos em contratos bilaterais celebrados com clientes ou comercializadores, sendo o preço de venda livremente estabelecido entre as partes;

- Fornecimentos em mercados organizados, cujo preço resulta das vendas em mercado;
- Prémio de participação no mercado (percentagem da tarifa de referência) para instalações com potência instalada inferior ou igual a 100MW.

O prémio de participação no mercado vigora durante os primeiros 120 meses após a entrada em exploração da instalação de cogeração, sendo este período prorrogado pela DGEG, por 120 meses, a pedido do proprietário da instalação de cogeração, desde que a unidade de cogeração cumpra os requisitos de classificação e nas condições de aplicação de prémio de mercado.

3.8.2. Modalidade especial

A modalidade especial é apenas acessível a instalações de cogeração com uma potência instalada igual ou inferior a 100MW. Neste caso, é ainda obrigatória a prévia ligação da instalação de cogeração à Rede de Serviço Público (RESP), sendo aplicável o disposto no Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro - Pedido Informação Prévia, atribuição de Ponto de Receção. A remuneração para a modalidade especial é estabelecida através das seguintes relações de mercado:

- Fornecimento de energia térmica a cliente(s), sendo o preço estabelecido contratualmente;
- Fornecimento de energia elétrica ao comercializador de último recurso, com o preço de venda a ser igual a uma tarifa de referência (TR);
- Prémio de eficiência (PE), calculado em função da poupança de energia primária (PEP) de cada instalação.
- Prémio de energia renovável (PER), em função da proporção de combustíveis de origem renovável consumidos. Cogeração é renovável se, no mínimo, 50% da energia primária consumida for de origem renovável.

A tarifa de referência e o prémio de eficiência vigoram durante os primeiros 120 meses após a entrada em exploração da instalação de cogeração, sendo este período prorrogado pela DGEG, por 120 meses, a pedido do proprietário da instalação de cogeração, desde que a unidade de cogeração cumpra os requisitos de classificação e nas condições de aplicação de uma tarifa de referência.

A depreciação da tarifa de referência aplica-se a todas as instalações de cogeração que beneficiem da prorrogação do regime remuneratório, sendo a depreciação inferior 1% por cada ano para os proprietários das instalações de cogeração cujas instalações tenham uma potência elétrica instalada inferior ou igual a 20MW. As instalações de cogeração com uma potência elétrica instalada inferior ou igual a 20MW que se encontre enquadrado na modalidade especial do regime remuneratório pode mudar para o regime geral, apenas podendo regressar à modalidade de origem após, pelo menos, um ano de permanência efetiva na modalidade geral. No caso de a potência elétrica instalada for superior 20MW e inferior ou igual a 100MW pode

Classificação quanto à eficiência (CEE)

mudar para a modalidade geral, apenas podendo regressar à modalidade de origem após três anos de permanência efetiva na modalidade geral.

4. Caraterização da área de estudo, do plantel bovino e do modelo económico

Esta é uma pesquisa indutiva realizada por meio de documentação. Indutiva porque ao se analisar os efeitos potenciais da produção distribuída de energia num local, pretendeu-se levantar, além dos aspetos particulares da localidade escolhida, aspetos genéricos que possam ser aplicáveis a outras regiões de Portugal. É uma pesquisa documental indireta, pois fundamenta-se no levantamento bibliográfico e documental (dados de entidades estatísticas, representativas, reguladoras, bem como resultados de pesquisas, metodologias de cálculo), para a realização de cálculos económicos e estatísticos, efetuados sobre dados levantados em campo, que conduziram ao objetivo proposto.

Durante a revisão de literatura procurou-se levantar dados relacionados com a produção de dejetos, de biogás, de energia elétrica e de contaminantes ambientais com objetivo de se chegar a valores médios de produção por animal. Chegar a esta síntese de dados por animal tinha por propósito facilitar o desdobramento dos demais dados, uma vez conhecida a quantidade de animais na área de estudo deste trabalho. Como resultado complementar, a tabela síntese da produção por animal a que se chegou pode servir como base para uma avaliação rápida das condições de outras áreas geográficas.

Para se chegar a dados de produção por animal, procurou-se levantar dados fornecidos por inúmeros autores, fazendo-se o cruzamento das condições de pesquisa (laboratório, experiências de campo, etc.) para verificar a possibilidade de compará-los e, então, calculando-se a média e o desvio padrão. Em alguns casos não foi possível utilizar a média dos dados, tendo em vista que o desvio padrão era

excessivamente alto. Nestes casos, procurou-se identificar referências citadas por dois ou mais autores para identificar neles os valores de referência.

4.1. Caraterização e descrição da área de estudo

Quando por este trabalho se propõe fazer a análise da produção de energia a partir de dejetos de bovinos, não de uma propriedade isolada, mas de uma região, um município ou de um concelho, o mapeamento dos dados desta área e das propriedades rurais nela contidas torna-se fundamental. Para isso utilizou-se um instrumento denominado SIG - sistema de informações geográficas. Auxiliado por computador, um SIG permite fazer análises espaciais dos dados, ou seja, permite analisar a relação entre variáveis do ponto de vista da sua localização espacial.

O desenvolvimento de uma produção animal com maiores densidades animais conduz à produção e acumulação de grandes quantidades de efluentes e resíduos. As explorações bovinas leiteiras, devido ao seu grau de intensificação e especialização, produzem elevadas quantidades e diferentes tipos de efluentes que se torna necessário definir. O Decreto-Lei n.º 202/2005, de 24 de Novembro, define tecnicamente os seguintes efluentes:

- i. Chorume é a mistura de dejetos sólidos e líquidos com águas brancas e verdes, contendo, por vezes, restos de rações, de palhas ou de fenos, podendo apresentar um maior ou menor grau de diluição e incluir as escorrências provenientes das nitreiras;
- ii. Águas brancas são as águas provenientes da lavagem da instalação de ordenha e do tanque de refrigeração do leite. Estas águas possuem vestígios de leite e de soluções de limpeza, nomeadamente detergentes e desinfetantes;
- iii. Águas verdes são águas provenientes da lavagem das áreas de espera, do pavimento e das paredes da sala de ordenha, podendo estas águas conter pequenas quantidades de dejetos e vestígios de produtos de limpeza.

Existem outro tipo de efluentes e resíduos, que apesar de não se encontrarem definidos na legislação é conveniente referir como o caso do estrume e das águas lixiviantes. Assim as águas lixiviantes são águas resultantes de processos de fermentação que ocorrem durante o processo de ensilagem de forragens. O estrume apresenta uma composição semelhante à do chorume, embora seja composto por uma maior quantidade dos diferentes materiais utilizados na cama dos animais, ou seja apresenta um maior teor de resíduo seco.

A quantidade de resíduos sólidos e líquidos produzidos por exploração varia de acordo com as atividades animais presentes, o manejo produtivo e das instalações, assim como das estruturas de recolha e armazenamento dos dejetos. Neste sentido verifica-se uma grande variabilidade de acordo com a composição dos efetivos e respetivo estado produtivo (crescimento, lactação, gestação, manutenção) a existência ou não de diferentes lotes, o regime alimentar, o tipo de estabulação presente, o tipo de cama, os volumes de água utilizados nas operações de lavagem e sistema de condução das águas da chuva e os sistemas de remoção dos dejetos e frequência de limpeza.

Caraterização e descrição da área de estudo

A reestruturação ocorrida na bovinicultura leiteira, em especial, na região do EDM, cujo sistema cultural assenta em duas culturas forrageiras anuais para alimentação dos animais - o milho silagem e uma cultura de Inverno (azevém estreme ou em consociação com cereais imaturos) atinge com frequência 30t/ha/ano de MS, sendo esta completada com o consumo de alimentos comprados - 0,3 a 0,4Kg ração/litro de leite. Este sistema de produção, que suporta 5 a 7 vacas/ha (vacas leiteiras de alta produção e cria parcial dos efetivos), conduziu a produções de leite acima dos 30 mil litros de leite por ha/ano. Mas como nem tudo são só vantagens, a acumulação de grandes volumes de dejetos, onde há dificuldade em armazenar, reciclar ou tratar, é acrescida a fragmentação e dispersão da estrutura fundiária e densidade de povoamento (resultado dos crescimento das áreas urbanas).

Não existem valores exatos sobre a quantidade de resíduos sólidos e líquidos produzidos pelas vacarias, dado que existe uma grande variabilidade na forma como são criados os animais, idade, regime alimentar, sistema de remoção dos dejetos, volumes de água utilizados nas operações de lavagem e sistema de condução das águas da chuva.

As fossas para armazenamento dos efluentes estão, de uma forma geral, subdimensionadas pelo que não só se desperdiça o valor económico dos efluentes como fertilizante, como se agravam as condições ambientais provocadas por:

- i. Elevadas perdas de nitratos (NO_3) por lixiviação com riscos de contaminação dos aquíferos com nitratos;
- ii. Acumulação excessiva de potássio e fósforo no solo;
- iii. Eutrofização de linhas de água;
- iv. Acidificação do solo, devido à substituição do ião cálcio (Ca^{2+}) pelo ião amónio no complexo de troca catiónica levando à nitrificação;
- v. Volatilização do azoto na forma de amoníaco com perda do valor fertilizante;
- vi. Emissão de odores desagradáveis para atmosfera e gases, como o metano que contribuem para o efeito de estufa;
- vii. Degradação da flora e fauna dos cursos de água provocado pelo elevado potencial poluente (elevada carência Bioquímica Oxigénio (CBO5))

A utilização dos recursos endógenos da exploração, nomeadamente, estrumes e chorumes, na produção de pastagens e forragens destinadas à alimentação do efetivo bovino, contribui para a diminuição do consumo de fatores de produção externos, como os fertilizantes minerais, melhorando os rendimentos das explorações com evidentes benefícios ambientais e sociais. Acresce ainda o facto de serem um corretor orgânico de elevado interesse para os solos e melhorarem as propriedades físicas e biológicas dos solos. Mas para que tudo isto aconteça é necessário conhecer o valor fertilizante dos estrumes e chorumes produzidos nas explorações podendo os adubos minerais constituir apenas o complemento necessário ao equilíbrio nutritivo das culturas. O azoto é um dos principais macronutrientes necessários na produção vegetal pelo que se encontra presente na maioria dos adubos minerais e em todos os orgânicos, mas a sua estabilidade e capacidade de retenção no solo é muito variável

e limitada, devido ao ciclo de transformações é suscetível de várias perdas. Apesar da importância do azoto, como nutriente, o seu excesso no solo e na água tem sido um dos grandes problemas de difícil gestão e controle neste território. Uma das principais questões prende-se com as diversas formas de entrada de azoto nas explorações, para além da que é produzida na própria exploração através da excreção animal (no chorume). Esta situação torna-se complexa quando existe legislação bastante rígida e limitante no que diz respeito à incorporação de fertilizante orgânico, e poucas referências existem no que diz respeito às restantes formas de fertilização dos solos, que pode constituir um peso maior no balanço de nutrientes no solo.

O azoto pode aparecer no solo em formas orgânicas e minerais. As formas orgânicas representam mais de 90% do azoto total do solo, constituindo a sua principal reserva. Pela ação dos microrganismos do solo são estas formas paulatinamente mineralizadas, passando a formas assimiláveis. Nesta transformação, que se realiza em duas etapas, o produto final é o azoto mineral. Na primeira fase (mineralização) o azoto é transformado em amoníaco (forma amoniacal). Na segunda (nitrificação), o azoto amoniacal é convertido em azoto nítrico, este assimilável pelas plantas. De facto, esquematicamente podemos ter diferentes fontes e produtos (Figura 4.1) nos balanços de N e P (principais preocupações atuais), e que não se podem analisar individualmente; ou melhor, não se deve condicionar a utilização de um deles, sem criar regras para o outro, sabendo à partida que há dificuldade no destino a dar ao chorume em excesso.

Balanço do Azoto na Exploração Leiteira

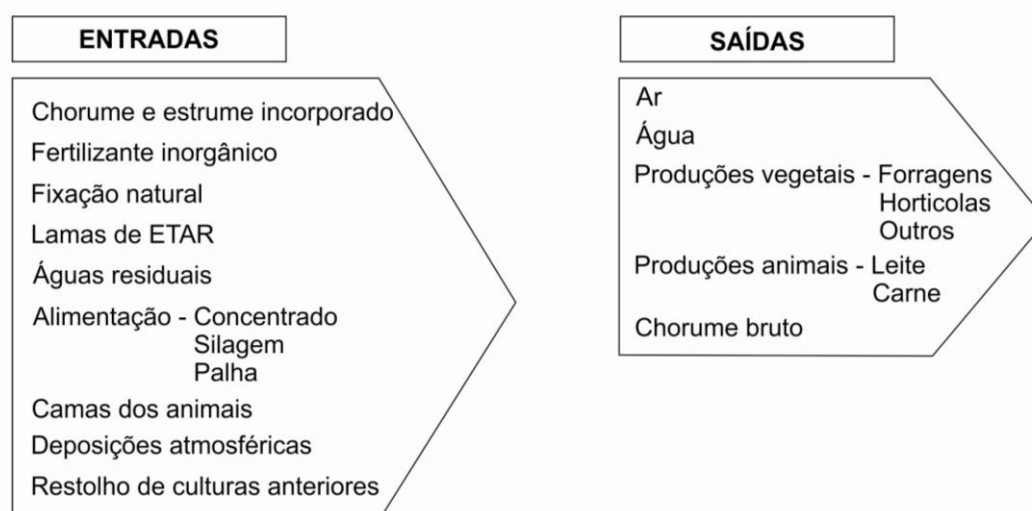


Figura 4.1 Entradas e saídas de azoto numa exploração leiteira típica

Caraterização e descrição da área de estudo

Nem todas as “entradas” têm o mesmo peso no balanço total de azoto no solo e na água. O projeto Green Dairy (UTAD, 2007) dá como exemplo uma exploração onde os valores são os apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 Balanço entre as entradas e saídas numa exploração

(kg/ha)	N	P2O2	K2O
Entradas	665	237	257
Concentrados	439	113	113
Adubos	177	114	120
Animais	9	5	1
Forragem	11	5	23
Outros	28	0	0
Saídas	274	114	115
Leite	190	70	60
Animais	30	18	6
Chorume	54	26	49
Excesso	390	123	142

De facto, reconhece-se que os concentrados são os grandes responsáveis pela entrada de azoto na exploração. Verifica-se que nesta região existe uma elevada produção, relativamente à área de superfície agrícola utilizada (SAU), que se deve sobretudo à utilização de concentrados (devido à falta de área de pastoreio, prados naturais dispersão e fragmentação da propriedade só se conseguem atingir elevadas produções recorrendo aos concentrados), pelo que as estratégias de correção deverão igualmente consagrar alterações no tipo de alimentação, de forma a diminuir os teores de azoto imputados por via das rações. No que diz respeito à valorização agrícola de subprodutos animais das categorias 2 e 3 e de lamas de depuração de ETAR's, segundo a Directiva quadro dos resíduos, o solo agrícola pode ser o destino final de muitos resíduos e substâncias diversas. De acordo com o Regulamento nº 181/2006, de 1 de Fevereiro e o Decreto-Lei nº 118/2006, de 21 de Junho, as empresas agrícolas que pretendam incorporar no solo subprodutos transformados como fertilizantes ou corretivos orgânicos do solo e/ou efetuem a valorização agrícola de lamas de depuração, deverão cumprir um conjunto de requisitos, nomeadamente a obtenção de uma licença junto da Direção Regional de Agricultura (DRA) onde se situe a exploração agrícola de destino.

A DRA de Entre Douro e Minho não emite licenças para valorização agrícola de subprodutos animais das categorias 2 e 3 nos casos de explorações agrícolas:

- Situadas na Zona Vulnerável nº 1,
- Ou com encabeçamentos superiores a 5,6 cabeças normais por hectare de área agrícola,

nem de licenças para aplicação de lamas de depuração nas situações anteriores, como nos solos com:

- Profundidade inferior a 25 centímetros,
- pH inferior a 5,5.

Importa ainda referir que a emissão da licença não dispensa que os diferentes intervenientes (infraestruturas de origem das lamas, operadores de gestão de resíduos e agricultores utilizadores) devam garantir o cumprimento de todos os normativos sobre o assunto, nomeadamente as Boas Práticas Agrícolas estabelecidas para a sua utilização. De acordo com a legislação aplicável, a violação destas normas e regras constitui contra ordenação punível com coimas e eventuais sanções acessórias. Sendo certo que a aplicação de fertilizantes orgânicos como: chorumes, estrumes, subprodutos animais das categorias 2 e 3 (farinhas de carne) e/ou lamas de depuração, permite assegurar às culturas o fornecimento dos principais nutrientes, nomeadamente do azoto, a sua incorporação deve ser feita em quantidades adequadas, função das necessidades de cada uma das culturas que o vai utilizar. A aplicação de fertilizantes orgânicos em quantidades excessivas, ou em locais ou momentos não adequados, implicará que as culturas não aproveitem os nutrientes incorporados no solo (principalmente azoto, fósforo e potássio), originando-se situações de poluição quer dos solos, quer de lençóis freáticos, poços, nascentes, ribeiras e outras linhas de água.

O Decreto-lei nº 202/2005, de 24 de Novembro define a necessidade de um Plano de Gestão de Efluentes para as explorações que procedam à valorização agrícola de efluentes pecuários como fertilizantes ou corretivos orgânicos ou aquelas que sendo extensivas ou semiextensivas exerçam a sua atividade em zonas não sujeitas a legislação especial. No anexo IV do mesmo diploma são definidas as normas técnicas para a valorização agrícola de efluentes das explorações bovinas, onde são definidos conceitos como: águas brancas, águas verdes, capacidade de armazenamento de efluentes, capacidade de armazenamento por cabeça normal, chorume, fertilizante e fertilizante orgânico e corretivo orgânico; são estabelecidas normas quanto à aplicação de efluentes e à quantidade limite de aplicação de efluentes no solo; e estabelecidas as capacidades mínimas de armazenamento de efluentes.

A aplicação de efluentes, provenientes da atividade agropecuária, utilizados para fertirrigação do solo está condicionada nas seguintes situações:

- Nos meses de Novembro, Dezembro e Janeiro;
- Em solos inundados ou inundáveis;
- Em solos declivosos, por classe de declive, de acordo com o Código de Boas Práticas Agrícolas.

Não é permitida a aplicação de efluentes nas margens das linhas de água e junto das captações de água para consumo humano. É obrigatória a utilização de adjuvantes antiodor (aditivos) em distribuições de chorume a distâncias inferiores a 70m de habitações de terceiros. É obrigatória a incorporação no solo dos efluentes até vinte e quatro horas após a sua aplicação com exceção de:

Caraterização e descrição da área de estudo

- Aplicação em sementeiras diretas em que se deve preceder a rega ou aplicação por injeção no solo;
- Aplicação em cobertura nos meses de Fevereiro e Março;
- Cobertura de Abril a Outubro devendo proceder-se a rega.

Quanto à quantidade limite de aplicação de efluentes no solo e às exigências relativas às capacidades mínimas de armazenamento de efluentes são analisados de seguida.

4.1.1. Capacidade de armazenamento

As explorações de bovinos leiteiros têm de estar dotadas, em função do número médio de animais, de sistema adequado de recolha, tratamento e armazenamento dos chorumes. Tal como já foi referido, a capacidade de armazenamento é igualmente um fator preponderante. Efetivamente, excluindo as zonas vulneráveis (ZV), entre a SAU de todas as explorações leiteiras seria possível distribuir de forma equilibrada o chorume produzido. No entanto, é fundamental que haja capacidade de armazenamento, pois, de acordo com o Decreto-lei nº 202/2005, de 24 de Novembro, para as explorações de bovinos é necessário uma capacidade mínima total de armazenamento de efluentes correspondente a:

- 7m³ por CN, para explorações dotadas apenas de armazenagem (este valor tem por base o facto de o produtor não poder esvaziar a fossa durante 4 meses);
- 6m³ por CN, para explorações com sistema de separação (sejam mecânicos, físicos ou químicos) da fração sólida e líquida.

Entende-se por “Capacidade total de armazenagem de efluentes o somatório da capacidade de contenção dos efluentes, designadamente fossas, nitreiras, valas de condução dos efluentes dos estábulos até ao sistema geral de armazenamento, lagoas impermeabilizadas e outros reservatórios previstos para o efeito, sendo ainda de contabilizar nesta capacidade total a volumetria contratualizada, quer seja aluguer de fossas (cisternas), quer acesso a unidades de tratamento de águas residuais (ETAR)” (nº 1, Anexo IV, Decreto-Lei nº 202/2005).

Analisando os dados de um inquérito realizado na zona de EDM verifica-se que das 1978 explorações, 1865 cumprem os requisitos do diploma (quadro 12).

Tabela 4.2 Capacidade de armazenamento das explorações

	(1)	(2)	Total
Nº de Explorações que cumprem o Licenciamento	1795	70	1865
	(3)	(4)	Total
Nº de Explorações que não cumprem o Licenciamento	2	111	113

Apesar das 113 explorações que não respondem a estes requisitos (Figura 4.2), representarem apenas 6% do universo das explorações inquiridas, interessa perceber exatamente a realidade da situação e a sua relação com os indicadores analisados anteriormente. Das 113 explorações, 88 estão referenciadas, no inquérito, com o valor 0 na capacidade total de armazenamento, sendo que 11 delas possuem sistemas de armazenamento (Tabela 4.3). Este problema ocorre por motivos de omissão de dados da capacidade de armazenamento no inquérito.

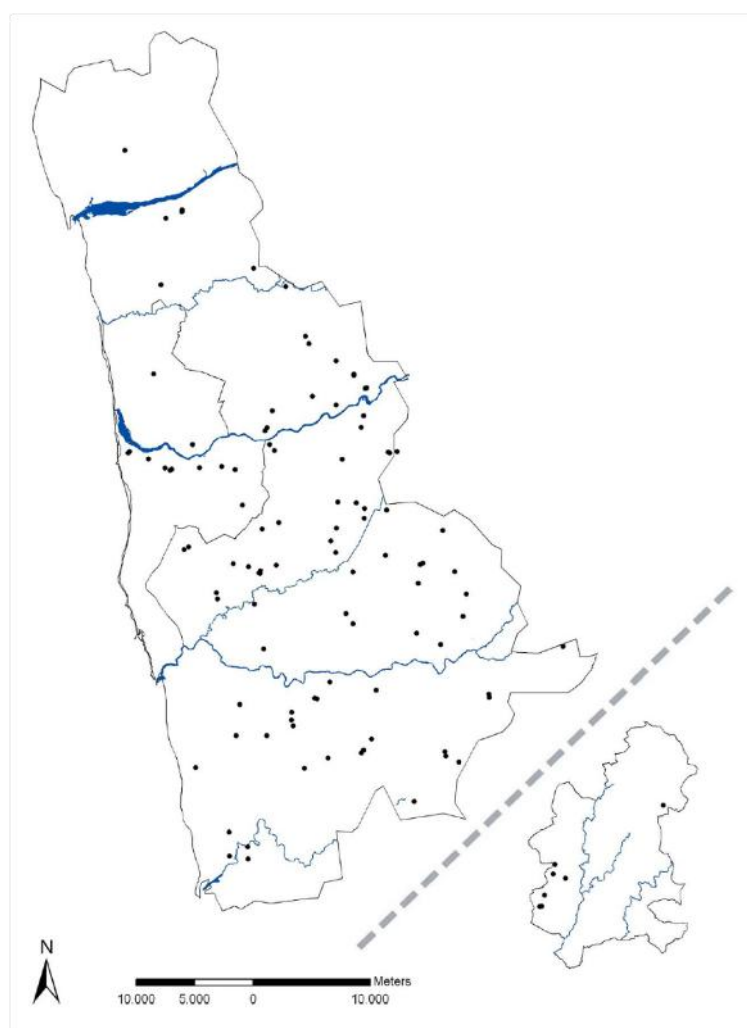


Figura 4.2 Explorações sem capacidade de armazenamento de acordo com o DL 202/2005

Caraterização e descrição da área de estudo

Tabela 4.3 Caraterização da situação das explorações com capacidade de armazenamento igual a zero

	Capacidade de armazenamento igual a 0		
	C/ sistema de armazenamento	S/ sistema de armazenamento	Total
Nº de explorações	11	77	88
CN	533	945	1477
Área total	123	320	444
Área florestal	17	62	79
Área de SAU	106	257	363
CN/SAU	13	11	24

As restantes 25 explorações, em que 2 possuem separador sólido-líquido, mas com capacidade de armazenamento inferior a 6m³, os valores de armazenagem ficam muito abaixo do previsto por lei. As 23 explorações que não cumprem com o licenciamento, por não possuírem separador sólido-líquido e uma capacidade de armazenamento maior ou igual a 7m³, têm um capacidade de armazenamento compreendida entre os 0 e os 6,5m³.

Tabela 4.4 Caraterização da situação com capacidade de armazenamento inferior à prevista no DL 202/2005

	Capacidade de armazenamento superior a 0	
	0 - 0,65	0 - 5
Capacidade de armazenamento		
Nº de explorações	23	2***
CN	461	33
Área total	114	21
Área florestal	10	0
Área de SAL	104	21
CN/SAL	15	2

Como se pode verificar, ao analisar os dados do inquérito, poder-se-ia considerar que a questão da capacidade de armazenamento não é uma questão muito problemática à escala macro, pois o número de explorações que não cumprem estes requisitos são relativamente poucas. No entanto, o conhecimento da realidade leva este trabalho a pôr em causa estes valores. Os valores presentes no inquérito foram cedidos pelos produtores, não tendo sido alvo de uma confirmação por parte dos técnicos (que não seria possível na maioria dos casos). A razão para um eventual erro nos valores cedidos, desconhece-se, mas pode estar relacionado com algum receio de punições.

Por estas razões, apesar dos resultados do inquérito, tendo em conta o conhecimento do terreno, estamos cientes de que existe uma deficiente capacidade de

armazenamento significativamente superior aos valores apresentados. Outra certeza que a que se chegou, é que a qualidade desse armazenamento também não é a melhor.

4.2. Análise do plantel de bovinos

Um outro tipo de análise realizada para a seleção da área de estudos foi a comparação da quantidade de bovinos existentes por núcleo na região do concelho de Braga. Utilizaram-se como base para este estudo os dados do senso agropecuário de 2009 e também os dados fornecidos pelo presidente da cooperativa agrícola de Amares, Braga e Vila Verde - Cavagri - o Eng.º António Martins. Os núcleos estudados e que apresentavam valores aceitáveis e atrativos em termos de número de animais são apresentados na Tabela seguinte.

Tabela 4.5 Plantel bovino do núcleo de Penso e de Espinho/Pedralva

Núcleo de Penso	Efectivo Pecuário		
	Bovinos Adultos	Bovinos Jovens	CN
Casa agrícola Outeiro de Moinho Lda	60	18	70,8
José Alvaro Barbosa Ferreira	145	107	209,2
Sociedade agro-pecuaria de Veiga de Peso	199	82	248,2
Sociedade Francisco Marques e carvalho Lda	110	50	140
Cunicidelo, Lda (coelho)	-	-	-
Jorge Guimarães Vieira de Araújo	78	36	99,6
Manuel Joaquim Ferreira da Cunha	101	41	125,6
Manuel Oliveira da Silva	48	26	63,6
Amabelia Esteves	51	32	70,2
Totais	792	392	1027,2

Núcleo de Espinho/Pedralva	Efectivo Pecuário		
	Bovinos Adultos	Bovinos Jovens	CN
Custodio José Marques da Costa	81	29	98,4
Domingos José Gomes Antunes	63	35	84
Quinta de Oleiros de Sá Vieira	31	10	37
José Alberto da Luz Ferreira	103	21	115,6
José Joaquim Macedo Antunes	48	28	64,8
Sociedade agropecuaria Rodrigues da Costa L	106	52	137,2
Maria da Conceição da Costa Abreu Silva	30	18	40,8
Totais	462	193	577,8

4.3. Análises quantitativas e financeiras

Ao cruzar os dados da literatura com os dados levantados em campo, três análises foram feitas:

- Ambiental, energética e financeira.

A análise ambiental consistiu em dimensionar a poluição hídrica potencial a partir dos nutrientes contidos nos dejetos e a poluição atmosférica potencial pelo dimensionamento dos gases de efeito estufa em quantidade equivalente de carbono, resultantes da decomposição dos dejetos.

Na análise energética procurou-se calcular o potencial de produção de volume de biogás a ser produzido com o uso de biodigestores e o potencial de energia elétrica e térmica a ser produzida pelo uso da unidade de cogeração.

Para este último caso, analisou-se três situações distintas:

1. A energia potencial dos maiores produtores do município individualmente;
2. A energia potencial resultante dos bovinos dos maiores produtores do núcleo, se eles fossem reunidos numa única unidade.

Para calcular a produção de biogás, multiplicou-se o volume de biogás por bovino obtido da revisão de literatura pela quantidade de bovinos obtida pelo levantamento levado a cabo durante este estudo. O potencial energético foi calculado pela multiplicação do potencial energético por bovino obtido da revisão de literatura pela quantidade de bovinos.

A análise financeira foi realizada para dois diferentes cenários:

- **Cenário 1:** Cada uma das propriedades individualmente. Neste cenário foi feito estudo de viabilidade financeira para cada um dos oito maiores produtores do município, considerando investimentos isolados em cada uma das propriedades. Neste cenário, cada produtor efetuará o investimento completo na sua propriedade, considerando biodigestor, grupo gerador e painel de conexão com a rede de distribuição de energia. Cada produtor utilizará o biofertilizante gerado da decomposição do biogás;
- **Cenário 2:** Constituição de uma unidade centralizada de produção distribuída de energia reunindo os oito maiores produtores do núcleo de Penso. Neste cenário, os dejetos animais dos mesmos seriam encaminhados, por transporte rodoviário para a localização proposta para a unidade centralizada. Neste ponto, além do grupo-gerador, estariam instalados todos os componentes necessários e inerentes a uma unidade de valorização de biogás de última geração. O investimento de cada proprietário foi dividido proporcionalmente pelos mesmos tendo em conta o volume de biogás produzido por cada um. Da mesma forma, o retorno financeiro para cada produtor também foi considerado proporcional ao volume de biogás produzido por cada um. O biofertilizante resultante da decomposição dos dejetos seria dividido pelos proprietários pelo mesmo método;

A análise financeira foi feita a partir de cada cenário, com base nos seguintes critérios:

- Custo evitado da compra de energia elétrica da empresa comercializadora de energia elétrica (autoconsumo);

- Venda de toda a energia elétrica produzida à Rede Elétrica de Serviço Público por contratos de comercialização;
- Custo evitado com a compra de fertilizantes artificiais devido à possibilidade de uso do biofertilizante efluente da biodigestão. Este custo foi obtido a partir da área de terra cultivável com o nitrogénio oriundo do adubo orgânico produzido;
- Índices de avaliação e análise dos prazos de recuperação do capital;
- Taxas de rentabilidade do capital investido;
- Retorno financeiro do investimento.

A análise financeira é feita sobre o fluxo de caixa do empreendimento a ser avaliado. Alguns parâmetros, calculados a partir do fluxo de caixa, são utilizados para verificar a viabilidade económica dos empreendimentos. O primeiro é o VAL - valor atual líquido. É calculado utilizando a Equação 2 (Falcini, 1995).

$$VAL = \sum_{t=1}^n \left(\frac{FC_t}{(1+k)^t} - I_0 \right) \quad \text{Eq. 2}$$

Onde:

- VAL - valor atual líquido: representa o balanço do fluxo de caixa do empreendimento ao longo dos anos, trazido para o presente. Reconhece o valor do dinheiro no tempo e reflete o aumento de riqueza para o investidor. O VAL deve ser positivo para que o empreendimento seja viável. Quanto maior for o valor do VAL melhor;
- FC - Valor futuro considerado. É o valor de despesa ou receita do fluxo de caixa que se deseja trazer para o valor presente (VAL).
- n - período de análise, geralmente em anos. Analisa-se a viabilidade financeira de um empreendimento para um horizonte;
- t - tempo do fluxo de caixa correspondente ao valor futuro considerado (FC);
- k - taxa de remuneração do capital.
- I_0 - Investimento inicial, feito no tempo 0 do fluxo de caixa, ou seja, no momento presente, em que $t=0$.

Nesta equação, duas variáveis são desconhecidas e o cálculo deve ser feito por tentativa e erro. Para facilitar, pode-se utilizar uma calculadora financeira. Um outro parâmetro de análise considerado é a TIR, taxa interna de retorno. Para verificar se um empreendimento é viável financeiramente, a TIR deve ser comparada à TMA.

- TMA - taxa mínima de atratividade. Também chamada de custo de oportunidade, representa o percentual de remuneração do capital investido no mercado financeiro, caso a decisão seja não investi-lo no empreendimento.

- TIR - taxa interna de retorno: É a taxa de remuneração do capital investido e resulta do fluxo de caixa do projeto. O empreendimento é atrativo se a TIR for maior que a TMA. Utiliza-se o índice TMA/TIR que expressa esta relação. Quanto mais baixo for o resultado deste índice, melhor é o empreendimento. A TIR é obtida da mesma Equação 2, fazendo-se $VPL = 0$ (zero);

Para saber em quanto tempo o empreendimento começará a dar retorno, utiliza-se o payback.

- Payback - é o tempo necessário para que os fluxos de caixa positivos cubram os fluxos de caixa negativos do projeto. É normalmente expresso em anos. A decisão é tomada comparando o payback do projeto com um período de corte adotado para o empreendimento (período de análise “n”);

5. Dimensionamento da central de valorização de biogás e discussão de resultados

Neste capítulo o autor tem como objetivo a explicação de todos os passos que levaram ao dimensionamento da central de valorização de biogás, bem como a indicação de todos os pormenores inerentes a um projeto deste tipo e desta dimensão. Todos os cálculos efetuados para a respetiva conclusão da viabilidade financeira do projeto são explicados no presente capítulo.

No capítulo anterior observaram-se os cenários propostos pelo autor a ser estudados neste capítulo. Foram assim dimensionadas dois tipos de central de valorização de biogás:

1. Central tipo para produção individual (cada propriedade) de energia elétrica recorrendo ao biogás produzido localmente;
2. Central de cogeração de maior dimensão para produção de energia elétrica recorrendo à reunião dos dejetos animal das propriedades enumeradas no capítulo anterior;

5.1. Dimensionamento e características técnicas de uma central de valorização de biogás tipo para unidades de pequena dimensão

O estudo para dimensionamento de uma central tipo que se pudesse aplicar a todos os casos presentes neste trabalho e apresentados no ponto anterior dividiu-se em quatro etapas distintas:

5.1.1. Capacidade das propriedades para produzir resíduos agropecuários

Os resíduos produzidos na exploração de criação animal para produção de leite são os mais empregues nos processos de digestão anaeróbia, sobretudo pela sua elevada biodegradabilidade em condições de anaerobiose. Os resíduos provenientes de aviários, pocilgas e estábulos, geralmente, possuem características semelhantes, por serem concentrados e ricos em matéria orgânica. Na mesma atividade pecuária os resíduos podem apresentar diferentes concentrações e biodegradabilidade, de acordo com a composição das dietas alimentares, sistema de cultivo e de limpeza das instalações. A Tabela 5.1 apresenta as quantidades de resíduos produzidos diariamente e características físico-químicas de alguns resíduos agropecuários.

O tempo de digestão varia de acordo com biodegradabilidade de cada resíduo, o que influencia na produção de biogás. Os dejetos de suíno e os excrementos de galinha podem apresentar uma biodegradabilidade 3 a 4 vezes maior do que os dejetos de bovino, isso ocorre porque o este último contém maior quantidade de compostos celulósicos e lenhina, provenientes do tipo de alimentação e da utilização de camas de palha.

Tabela 5.1 Produção de resíduos e as principais características físico-químicas para algumas espécies pecuárias

Espécie Pecuária	Unidade de Referência	Quantidade diária de resíduo	Concentração (g/l ou g/kg)					
			DBO	ST	SV	N	P	K
Suínos	Porca reprodutora em ciclo fechado	70litros	33,7	37	27,5	2,8	0,9	1,8
	Porca reprodutora em criação de leitões	85litros	29,7	30,5	24,4	2,3	0,8	1,5
	Porco em exploração de engorda	60litros	36,1	42,3	29,6	3,2	1,1	2,1

Dimensionamento da central de valorização de biogás e discussão de resultados

Bovinos	Vaca leiteira com 600kg	50litros	-	90	70	4,5	1,7	5,4
	Bezerro até 150kg	15litros	-	90	70	3,7	2,1	5
	Bovino de engorda entre 150kg e 520kg	20litros	-	90	70	3,7	2,1	5
Galináceos	Galinha poedeira em baterias (2kg)	0,11kg	-	300	200	14	11	6
	Lugar de frango de engorda (até 1,5kg)	0,022kg	-	650	440	40	18	14
Equídeos	Cavalo adulto com 400kg a 500kg	25kg	-	220	175	5	2,5	12
Ovinos e Caprinos	Ovelha ou cabra	6,5kg	-	220	180	5,5	2,5	12

Com base nos valores apresentados na tabela anterior foram calculadas as quantidades de dejetos animais produzidos pelas propriedades assinalados no capítulo anterior como as mais importantes a nível de produção de dejetos. Esses valores podem ser observados na tabela seguinte.

Tabela 5.2 Produção de resíduos nas propriedades alvo de estudo no concelho de Braga

Propriedade	Quantidade (litros)
Casa agrícola Outeiro de Moinho Lda.	3.540
José Álvaro Barbosa Ferreira	10.460
Sociedade agropecuária de Veiga de Peso	12.410
Sociedade Francisco Marques e carvalho Lda.	7.000
Jorge Guimarães Vieira de Araújo	4.980
Manuel Joaquim Ferreira da Cunha	6.280
Manuel Oliveira da Silva	3.180
Amabelia Esteves	3.510

5.1.2. Capacidade de produção de biogás

Desde que as condições sejam adequadas ao desenvolvimento das bactérias anaeróbias a digestão realiza-se a partir de qualquer matéria orgânica e com a fermentação provocada pelas bactérias obtém-se um combustível gasoso - biogás. Para cada fonte de matéria orgânica temos uma produção diferente de biogás. Logo, o sistema de cultivo e a quantidade de animais é que determinarão a capacidade de produção de biogás da propriedade.

A Tabela 5.3 mostra a capacidade de produção de biogás a partir de resíduos pecuários, comuns em propriedades rurais.

Tabela 5.3 Produção de biogás a partir de resíduos pecuários

Espécie Pecuária	Unidade de Referência	Produção Específica de Biogás (m ³ /kg SV)	Produção Diária (m ³ /animal/dia)
Suínos	Porca reprodutora em ciclo fechado	0,45	0,866
	Porca reprodutora em criação de leitões	0,45	0,933
	Porco em exploração de engorda	0,45	0,799
Bovinos	Vaca leiteira com 600kg	0,28	0,98
	Bezerro até 150kg	0,28	0,294
	Bovino de engorda entre 150kg e 520kg	0,28	0,292
Galináceos	Galinha poedeira em baterias (2kg)	0,46-0,77	0,010-0,017
	Lugar de frango de engorda (até 1,5kg)	0,13-0,26	0,001-0,002
Equídeos	Cavalo adulto com 400kg a 500kg	0,28	1,225

Com base nos valores apresentados é possível estimar-se a produção diária de biogás para cada situação, de acordo com a Tabela 5.3, a produção de biogás em cada propriedade será:

Tabela 5.4 Produção de biogás nas propriedades alvo de estudo no concelho de Braga

Propriedade	SV (kg)	Biogás (m ³)
Casa agrícola Outeiro de Moinho Lda.	248	69
José Álvaro Barbosa Ferreira	732	205
Sociedade agropecuária de Veiga de Peso	869	243
Sociedade Francisco Marques e carvalho Lda.	490	137
Jorge Guimarães Vieira de Araújo	349	98
Manuel Joaquim Ferreira da Cunha	440	123
Manuel Oliveira da Silva	223	62
Amabelia Esteves	246	69

Estes valores referem-se à quantidade de dejetos gerados por animal/dia. Os valores de produção de biogás estão diretamente relacionados com a temperatura, pois a mesma influência a digestão anaeróbia e afeta os processos relacionados à atividade biológica dos microrganismos envolvidos. A temperatura mais favorável ao crescimento dos microrganismos anaeróbios está na faixa dos 35°C. Para temperaturas abaixo dos 25°C a velocidade de digestão decresce acentuadamente, reduzindo a produção de biogás. Considerando o fator temperatura os valores de produção de biogás podem sofrer alterações, principalmente nos meses de inverno, nos quais a produção é menor.

5.1.3. Dimensionamento da central de valorização de biogás

Com base nos dados observados nos pontos anteriores calculou-se as dimensões dos diversos componentes que constituem uma central deste tipo. Com base na informação recolhida durante a pesquisa bibliográfica concluiu-se que os principais constituintes de uma central de pequena dimensão deste tipo são:

1. Biodigestor;

Aquando das visitas às propriedades estudou-se a melhor localização para cada um dos biodigestores, tendo em conta o espaço disponível, a distância para a fossa já existente e também a distância para o quadro elétrico onde será feita a ligação à rede elétrica. Com base nos dados apresentados na Tabela 5.4 calculou-se as dimensões mais apropriadas para cada biodigestor.

Dimensionamento e características técnicas de uma central de valorização de biogás tipo para unidades de pequena dimensão

Tabela 5.5 Dimensão dos diferentes biodigestores para cada propriedade

Propriedade	Volume (m ³)	Comprimento (m)	Largura (m)	Altura (m)
Casa agrícola Outeiro de Moinho Lda.	53,1	3,5	5	3
José Álvaro Barbosa Ferreira	156,9	10,5	5	3
Sociedade agropecuária de Veiga de Peso	186,2	12,4	5	3
Sociedade Francisco Marques e carvalho Lda.	105,0	7,0	5	3
Jorge Guimarães Vieira de Araújo	74,7	6,2	4	3
Manuel Joaquim Ferreira da Cunha	94,2	7,9	4	3
Manuel Oliveira da Silva	47,7	5,3	3	3
Amabelia Esteves	52,7	5,9	3	3

O que tendo em conta o espaço disponível, e para se aproveitar todo o chorume disponível, sugere-se a construção de um biodigestor com as características presentes no anexo 2.

Todos os biodigestores propostos seriam do modelo apresentado no ponto 2.3.6. Este modelo apresenta resultados satisfatórios para o nível de caudal e de volume das instalações e tem um baixo custo de implementação, objetivo principal no presente estudo. Como se trata de um biodigestor bastante simples, o autor deste trabalho achou necessário projetar a componente de segurança, componente essa essencial para a aprovação de um projeto deste tipo por parte da DGGE. e indicar algumas medidas de segurança a ter em conta aquando da dimensão deste tipo de estrutura.

- **Medidas de segurança associadas a instalações com digestores anaeróbios e armazenamento de biogás**

O local terá que passar por uma séria limpeza e tomadas algumas medidas de segurança, devido a este tipo de instalação ter associado alguns riscos, nomeadamente:

- Incêndio e/ou explosão;
- Asfixia e/ou envenenamento;
- Corrosão e queimaduras;

- Doenças infecciosas devidas a exposição a agentes biológicos;
- Eletrocução;
- Afogamento.

Dos riscos enumerados, destacam-se os riscos de incêndio e/ou explosão e de asfixia e/ou envenenamento. Dado o elevado volume que um biodigestor pode ter, é muito difícil garantir a sua mistura completa, o que pode conduzir à acumulação dos gases CH_4 e H_2S em bolsas no interior do digestor, devido às diferentes densidades. As misturas de sulfureto de hidrogénio e ar, em 4,3 a 45,5% do volume de H_2S (Pereira et al., 2006), e de metano e ar, em 5,3 a 14% do volume de CH_4 , são explosivas. Ao metano está, ainda, associado o risco de asfixia, se a sua concentração for suficientemente elevada para excluir o oxigénio normal da atmosfera do local de trabalho. O risco de exposição a agentes bacteriológicos decorre do fato do chorume a digerir poder conter uma carga bacteriológica que, através de salpicos, pode contaminar os operadores, originando doenças infecciosas.

Os queimadores de biogás podem potenciar o risco de incêndio na envolvente, quando mal localizados ou na presença de condições climatéricas adversas (de vento, por exemplo). No sentido de minimizar este risco, dever-se-á acautelar, na conceção da instalação, uma distância de segurança:

- Dos gasómetros e do queimador aos restantes equipamentos,
- Entre gasómetros e,
- Entre o queimador e os gasómetros.

O risco de eletrocução está associado à utilização de equipamentos eletromecânicos, nomeadamente grupos eletrobomba, eletroagitadores, motores de combustão interna, turbinas, caldeiras, entre outros, cujo mau funcionamento, mau isolamento ou deterioração poderão desencadear situações de curto-circuito elétrico, podendo, em última análise, conduzir à eletrocução dos operadores e/ou à deflagração de um incêndio. Por outro lado, à operação de vistoria do interior dos digestores poderá estar associado o risco de afogamento.

No sentido de minimizar ou evitar as situações de risco identificadas na anteriormente, a entidade gestora deverá adotar algumas medidas de prevenção para que a central funcione sem riscos para o ambiente e operários que fazem o seu trabalho nas imediações da mesma (Correia, 2002):

- Nos locais de trabalho que apresentem riscos de incêndio ou explosão deverá ser proibido foguear ou acionar dispositivos elétricos e eletrónicos não específicos das instalações, devendo esses locais ser devidamente sinalizados;
- Os trabalhos a realizar no âmbito da operação e manutenção dos digestores deverão ser rodeados de cuidados especiais, devendo ser assegurada a

Dimensionamento e características técnicas de uma central de valorização de biogás tipo para unidades de pequena dimensão

exaustão dos gases perigosos após o esvaziamento dos órgãos e previamente à entrada dos operadores nos referidos órgãos;

- Deverão ser realizadas sessões de esclarecimento e formação dos trabalhadores, para que todos tenham conhecimento dos riscos e perigos a que estão sujeitos, dos procedimentos de segurança que deverão adotar e do modo de funcionamento dos equipamentos de proteção que têm à disposição;
- As instalações elétricas deverão ser à prova de explosão, nomeadamente com armaduras antideflagrantes, de acordo com as exigências da Diretiva ATEX n.º 94/9/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Março;
- Todos os equipamentos mecânicos e eletromecânicos, como queimadores de biogás, válvulas, compressores de biogás, sifões condensados, etc., deverão ser sujeitos a revisões periódicas, com a regularidade recomendada pelos respetivos fornecedores;
- De forma a garantir a estanquidade de todo o circuito de biogás, deverão ser vistoriadas periodicamente todas as tubagens de biogás com detetores portáteis, prevenindo-se, deste modo, eventuais fugas de biogás para a atmosfera;
- No que respeita à prevenção dos riscos associados à exposição a agentes biológicos, deverão ser respeitados os documentos legais em vigor, nomeadamente: Decreto-Lei n.º 84/97, de 16 de Abril, com as alterações introduzidas pela Lei n.º 113/99, de 3 de Agosto, e a Portaria n.º 1036/98, de 15 de Dezembro.

2. Compressor

A pressão do próprio biodigestor pode ser suficiente para regular funcionamento do sistema.

Para as propriedades com produção de biogás diário superior a 100m³ recomenda-se a instalação de um sistema de captação de biogás anexo ao biodigestor, e para isso é necessário a implementação de um compressor. Durante a pesquisa bibliográfica verificou-se que vários autores recomendam o uso de um compressor para guiar o biogás para o gasómetro.

Teixeira (2011) indica que para pequenas instalações a pressão presente no biodigestor é suficiente para guiar o biogás até à máquina de queima do mesmo, dado isso neste trabalho só considerou a instalação de um compressor nas instalações com volume superior a 100m³ de biogás diários.

Após várias consultas de mercado e análise de vários modelos recomendam-se os seguintes modelos para cada propriedade:

Tabela 5.6 Características gerais dos compressores escolhidos

Propriedade	Volume (m ³ /min)	Compressor
		Potência (W)
Casa agrícola Outeiro de Moinho Lda.	0,048	NA
José Álvaro Barbosa Ferreira	0,142	200
Sociedade agropecuária de Veiga de Peso	0,169	200
Sociedade Francisco Marques e carvalho Lda.	0,095	150
Jorge Guimarães Vieira de Araújo	0,068	NA
Manuel Joaquim Ferreira da Cunha	0,085	150
Manuel Oliveira da Silva	0,043	NA
Amabelia Esteves	0,048	NA

Pela análise dos valores de potência nominal de cada um dos compressores sugeridos para implementação nas diferentes propriedades conclui-se que o seu peso na fatura energética final não será significativa, enquanto o seu valor técnico é de extrema importância para o correto funcionamento de cada central proposta neste estudo.

3. Gasómetro

O biodigestor pode ser dimensionado de maneira a que o biogás, devido à sua contínua utilização, possa ser armazenado no mesmo, em pequenas quantidades. Este fator observa-se crítico nas propriedades mais pequenas, dado que o gasómetro tem um peso importante na fatura final deste tipo de projeto.

A estrutura e a forma de implementação escolhida (estrutura tipo - existem variações para cada propriedade consoante as necessidades de cada uma) podem ser observadas no anexo 2.

Pelos valores presentes na Tabela 5.4 dimensionaram-se os gasómetros para cada uma das propriedades (considerando uma margem de segurança). As características dos mesmos observam-se na Tabela 5.7.

4. Grupo Gerador

Ao nível da queima do biogás produzido existem duas maneiras básicas de utilizar o mesmo:

Dimensionamento e características técnicas de uma central de valorização de biogás tipo para unidades de pequena dimensão

Tabela 5.7 Características gerais dos gasómetros escolhidos

Propriedade	Volume Biogás (m ³)	Volume Gasómetro (m ³)	Gasómetro		
			Comprimento (m)	Largura (m)	Altura (m)
Casa agrícola Outeiro de Moinho Lda	69	90	7,2	5,0	2,5
José Alvaro Barbosa Ferreira	205	267	21,3	5,0	2,5
Sociedade agro-pecuária de Veiga de Peso	243	316	25,3	5,0	2,5
Sociedade Francisco Marques e carvalho Lda	137	178	14,3	5,0	2,5
Jorge Guimarães Vieira de Araújo	98	127	10,2	5,0	2,5
Manuel Joaquim Ferreira da Cunha	123	160	12,8	5,0	2,5
Manuel Oliveira da Silva	62	81	6,5	5,0	2,5
Amabelia Esteves	69	89	7,2	5,0	2,5

- Produção de calor, queimando o mesmo em vez de o emitir para a atmosfera, e o aproveitamento do mesmo em motores de combustão interna;

Ao nível da queima do biogás produzido existem duas maneiras básicas de utilizar o mesmo:

- Produção de calor, queimando o mesmo em vez de o emitir para a atmosfera, e o aproveitamento do mesmo em motores de combustão interna;
- Utilização do biogás em motores de combustão interna é a opção pretendida neste trabalho, já que o grande objetivo é a produção de energia elétrica.

Há dois tipos básicos de motores que podem ser executados com o biogás: os de Ciclo Otto e os de Ciclo Diesel. O motor de ciclo Otto inicia o combustível recorrendo a uma vela de ignição e geralmente usa combustíveis voláteis, tais como a gasolina. Em teoria, o motor de ciclo Otto seria mais eficiente do que um motor de ciclo Diesel. Na prática e devido ao facto da taxa de compressão reduzir a eficiência do motor de ciclo Otto, um motor de ciclo Diesel torna-se mais eficiente. Os motores do ciclo Diesel iniciam o combustível usando a compressão. Numa mistura correta de pressão e temperatura, os combustíveis entram em combustão automaticamente. Portanto, o motor deve ser projetado para o combustível destinado, com níveis de temperatura e pressão corretas. A razão ar-combustível estequiométrica encontrada em estudos anteriores foi de 5,71m³ de gás metano por cada m³ de ar para utilização nestes tipos de motor. Esta relação deve ser seguida para se atingir uma combustão completa e correta do biogás.

Foram identificados três tipos principais de motores na pesquisa bibliográfica.

- Motor de ignição, comandada por gás puro. A maioria de motores de ciclo Otto que utilizam gasolina podem ser facilmente modificados para conseguirem funcionar com gás natural, propano e metano comprimido.

Os motores Diesel podem ser modificados para operar com biogás de duas formas distintas:

- Operação bi-combustível, ou seja, a ignição é feita por injeção de combustível piloto, e o funcionamento regular é assegurado a biogás. Há duas modificações que se devem levar a cabo para garantir o funcionamento adequado após a mudança de gasolina para biogás. Numa primeira fase deve ser instalado um carburador, previamente modificado para conseguir compensar a velocidade e aumentar o consumo de ar da queima de metano. Numa segunda fase, velas de ignição de temperaturas elevadas devem ser instaladas para combater a combustão de alta temperatura do metano.

A modificação de um motor Otto é relativamente fácil, pois o motor é projetado para funcionar com uma mistura ar/combustível com ignição por faísca. A modificação básica é o fornecimento de ar/misturador de gás, em vez de carburador e o controlo do motor é feito pela variação da mistura de abastecimento.

Um aumento na taxa de compressão é desejável e significa um aumento do processo a partir do ponto de vista termodinâmico. Menor consumo específico de combustível e maior potência podem ser alcançadas com a alteração da taxa de compressão. A alteração é permanente e impede o uso do combustível original do motor.

Um segundo tipo de motor que pode utilizar o biogás é o motor Dual de Ciclo Diesel modificado. Devido à velocidade lenta chama de metano, motores de baixa velocidade, motores de ciclo Diesel, são mais propícios à utilização de biogás. Estes sistemas são projetados para queimar Diesel, enquanto queimam biogás. Isto dá uma flexibilidade quanto à origem do combustível e aumenta a eficiência da queima de biogás. No entanto, esse sistema requer que o combustível Diesel seja adicionado regularmente e também o aumento da taxa de manutenção. Devido à existência de um regulador na maioria dos motores Diesel, o controlo automático de velocidade/potência pode ser feito alterando a quantidade de injeção de combustível nos mesmos, para que o biogás não flua descontroladamente. Existem certas limitações, o motor bi-combustível não pode funcionar sem o fornecimento de Diesel para a ignição, os jatos de injeção de combustível podem sobreaquecer quando o fluxo de combustível estiver reduzido a 10% ou 15% do fluxo normal. Os motores bi-combustível de maior dimensão circulam um fluxo de combustível Diesel extra através do bico injetor para redução da temperatura, porém, cada projeto deve ser específico, devido ao material e carga térmica de cada motor e, portanto, varia de caso para caso. Uma verificação do bico injetor após 500 horas de operação neste tipo de solução é recomendada.

O último tipo de motor que pode ser usado tendo como combustível o biogás é o motor de ciclo Diesel modificado para utilização de gás puro. As principais modificações do motor Diesel incluem:

- A remoção dos injetores, além de velas de ignição, além de um gás carburador, e diminuição da taxa de compressão.

Dimensionamento e características técnicas de uma central de valorização de biogás tipo para unidades de pequena dimensão

Mesmo que este seja o caminho mais complicado o mesmo apresenta-se como o motor mais adequado para utilização como motor a biogás. Esta modificação envolve uma operação principal no motor e a disponibilidade de determinadas peças, que terão que ser mudadas. Estas alterações são:

- A remoção da bomba injetora, e do bico injetor,
- Redução da taxa de compressão para 10:1 a 12:1,
- Montagem de um sistema de ignição com distribuidor, bobina de ignição, velas de ignição e de alimentação elétrica (alternador) e,
- Um dispositivo de mistura para o fornecimento de uma mistura ar/combustível constante.

Em qualquer caso a energia mecânica pode ser adquirida por motor de combustão interna. Como neste caso o acoplamento de um sistema gerador pode ser facilmente conetado, esta situação é ideal. Uma das principais vantagens de um grupo gerador de combustão interna é produzir eletricidade a um nível constante. A eletricidade é mais facilmente usada para funções diferentes e pode ser vendida à empresa de conceção de energia.

Motores Otto a biogás quando modificados produzem menos energia do que na versão a gasolina. A razão é a diminuição da eficiência volumétrica. Como um combustível gasoso ocupa a maior parte do volume a mistura é sugada para dentro do motor de combustível líquido e desloca o ar em conformidade. O combustível líquido tem uma energia maior em volume do que o combustível gasoso, neste caso o biogás.

Um motor a gás, especialmente quando operando com biogás, com um grande e este possui uma proporção de dióxido de carbono inútil, pode sugar uma quantidade reduzida de ar, apenas para permitir espaço para a quantidade necessária de gás combustível.

Como em motores Otto uma relação de excesso de ar 10:1 tem que ser mantida e os dutos de admissão e os coletores são dimensionados para funcionar com gasolina, a energia

A taxa de diminuição do poder depende do calor volumétrico do gás, por exemplo, biogás com 70% CH₄ tem um maior poder calorífico volumétrico de biogás, do que com apenas 50% CH₄. O poder de saída de um motor é, portanto, maior em operação com gases com alto valor calórico do que em funcionamento em gases "fracos". O biogás (60% CH₄), com um poder calorífico de 25.000kJ/m³ é um gás de médio poder calorífico provoca a redução de produção de energia em cerca de 20%. O principal efeito da redução do poder é que o mesmo precisa ser bem considerado aquando da seleção da classe de potência de um determinado motor, para uma determinada aplicação com uma determinada de potência.

A potência do motor e controle de velocidade é realizada por uma variação do fornecimento de mistura ar/combustível do motor. Isto é conseguido pelo funcionamento de uma válvula de borboleta situada entre o real dispositivo de mistura e de admissão do motor. Fechando os efeitos da válvula de borboleta surge uma queda de pressão (chamado efeito de estrangulamento) no fluxo de mistura, através do qual o cilindro é preenchido com uma mistura de baixa pressão, e consequentemente, com menor quantidade de ar/combustível. Como resultado a

produção de energia é reduzida, assim como a pressão efetiva média e a eficiência no controlo da operação. O efeito da diminuição da eficiência é um aumento do consumo específico de combustível quando o motor estiver a operar num regime de carga parcial. Para compensar os efeitos acima mencionados, o motor deve ser operado a velocidade média, mas com o acelerador aberto. Isso requer uma combinação adequada entre as exigências de velocidade e potência da máquina. Segundo (Munos et al., 2000), em ensaios realizados com motor Honda de 270cm³, alimentado com biogás bruto e mantidos o ponto de ignição e a taxa de compressão da gasolina, as curvas de binário e potência tiveram um decréscimo de 50% em relação ao combustível original. (Huanga e Crookes, 1998) simularam a operação a biogás injetando metano e gás carbónico em proporções diferentes num motor de ciclo Otto. A quantidade de gás que era injetada no motor era definida respeitando as proporções formadas nos biodigestores. Definiram como sendo a melhor taxa de compressão 13:1 por servir para todas as misturas. Para uma taxa de 15:1 em algumas composições, houve explosão. Conforme (Canavate, 1988), a taxa de compressão não pode exceder 12:1, pois a composição do biogás não é constante, e isto pode levar à explosão em alguns momentos. Já o ponto de ignição deve ser avançado, pois a velocidade de combustão do biogás é mais lenta.

Segundo Souza a maior potência do motor de ciclo Otto utilizado para o biogás foi obtida quando se utilizou a taxa de compressão 12,5:1, e um ponto de ignição adiantado em 45°, pois nestas condições obteve-se a potência máxima (100% superior ao combustível original). Os ganhos com a utilização de GN em substituição do biogás chegam a 15% quando o motor possui uma rotação de 3600rpm. O ponto de ignição e taxa de compressão com os melhores resultados obtidos para o biogás também são os mesmos utilizados com o GN.

Com base na análise levada a cabo durante a pesquisa e tendo em conta o indicado nos parágrafos anteriores recomenda-se um equipamento que possua no mínimo as seguintes características:

- **Condições de Trabalho Aceitáveis:**
 - Temperatura Ambiente: -10°C~+40°C; (Abaixo dos -20°C, anticongelante ou água quente são necessários)
 - Humidade Relativa: <90%;
 - Altitude: ≤500m.
- **Gás Aplicável: Biogás**
 - Pressão aceitável do gás combustível: Biogás: 2~10kPa;
 - Conteúdo de CH₄ do biogás ≥ 50%;
 - Conteúdo de enxofre ≤ 200ppm;
 - Poder de combustão do biogás ≥ 5500kcal/Nm³ (23MJ/Nm³);
 - Conteúdo de H₂S ≤ 200mg/Nm³;
 - Conteúdo de NH₃ ≤ 20mg/Nm³;

Dimensionamento e características técnicas de uma central de valorização de biogás tipo para unidades de pequena dimensão

- Conteúdo de Impurezas $\leq 30\text{mg}/\text{Nm}^3$;
- Conteúdo de água $\leq 40\text{g}/\text{Nm}^3$.

A nível de potência, o valor varia consoante a disponibilidade de biogás em cada propriedade e as características do equipamento escolhido. As opções recaíam sobre os seguintes grupos geradores:

Tabela 5.8 Grupos geradores disponíveis para aplicação

Gerador				Motor				kW/m ³	Custo (€)
Modelo	kVA	kW	FP	Marca	Modelo	cv	Consumo (m ³ /h)		
SG25B	25	20	0,80	MWM	D229-3	32	13	1,53	19.326,37
SG36B	36	29	0,81	MWM	D229-4	47	19	1,52	20.625,71
SG56B	56	45	0,80	Mercedes	OM366	80	24	1,87	26.408,31
SG90B	90	72	0,80	Mercedes	OM447	116	36	2,00	35.063,78
SG122B	122	98	0,80	Mercedes	OM447	160	55	1,78	40.354,48

Após análise das mesmas calculou-se a potência recomendável para cada uma das propriedades. Na tabela seguinte observam-se as mesmas:

5. Quadro Elétrico

Para o comando e operação do equipamento recomendado no ponto anterior é necessária a instalação de um quadro elétrico. Foi dimensionado um quadro típico para este tipo de instalação. O esquema unifilar e a projeção do mesmo podem ser observados no anexo 2.5 e anexo 2.6.

Tabela 5.9 Potências indicadas para cada propriedade

Propriedade	Gerador				Motor				kW/m ³	Custo (€)
	Modelo	kVA	kW	FP	Marca	Modelo	cv	Consumo (m ³ /h)		
Casa agrícola Outeiro de Moinho Lda	SG25B	25	20	0,80	MWM	D229-3	32	13	1,53	19.326,37
José Alvaro Barbosa Ferreira	SG90B	90	72	0,80	Mercedes	OM447	116	36	2,00	35.063,78
Sociedade agro-pecuária de Veiga de Peso	SG90B	90	72	0,80	Mercedes	OM447	116	36	2,00	35.063,78
Sociedade Francisco Marques e carvalho Lda	SG56B	56	45	0,80	Mercedes	OM366	80	24	1,87	26.408,31
Jorge Guimarães Vieira de Araújo	SG36B	36	29	0,81	MWM	D229-4	47	19	1,52	20.625,71
Manuel Joaquim Ferreira da Cunha	SG56B	56	45	0,80	Mercedes	OM366	80	24	1,87	26.408,31
Manuel Oliveira da Silva	SG25B	25	20	0,80	MWM	D229-3	32	13	1,53	19.326,37
Amabelia Esteves	SG25B	25	20	0,80	MWM	D229-3	32	13	1,53	19.326,37

6. Aquecimento do biodigestor

Como observado na literatura estudada e apresentada no Ponto 2, existe uma temperatura em que a máxima produção de biogás é atingida, esse valor situa-se nos 38°C. Após várias pesquisas conclui-se que a temperatura no biodigestor, se nenhuma medida for posta em prática, situar-se-á no intervalo entre os 18°C e os 20°C durante o período de Inverno e no intervalo entre os 20°C e os 25°C no período de verão. Com estas temperaturas o valor de produção de biogás desceria para intervalos insuportáveis para as bactérias produtoras de biogás. Isso resultaria na inviabilidade de todos os projetos estudados neste trabalho.

A solução passa por aproveitar a energia térmica produzida durante a queima do biogás no grupo gerador. A solução passaria pela ligação de um permutador ao grupo gerador. Após essa ligação teríamos duas opções:

- Ligar diretamente o permutador, por meio de tubos de transporte de água quente, devidamente isolados, ao biodigestor e assim proceder ao aquecimento do mesmo, ou,
- A ligação do permutador a um depósito de água quente, que por sua vez ligará ao biodigestor, pelo mesmo meio do anterior.

Como se pode observar no anexo 2.4 optou-se pela segunda opção, pelas seguintes razões:

- Este mecanismo de ligações e equipamentos permite um controlo mais fino da temperatura a que o biodigestor estará sujeito, e,

Dimensionamento e características técnicas de uma central de valorização de biogás tipo para unidades de pequena dimensão

- Permite que a energia térmica seja mais lentamente utilizada devido à capacidade de reter calor do depósito de água quente, especialmente construído para este tipo de projeto.

5.1.4. Análise da viabilidade económica da implementação de uma central individual

Neste ponto serão apresentados os cálculos finais para se estudar a viabilidade da implementação do projeto e serão apresentados os seguintes indicadores económicos:

- VAL;
- TIR;
- Payback.

Neste cenário, os oito maiores produtores de leite do núcleo de Penso são analisados independentemente, considerando-se investimentos individuais, sem a necessidade de qualquer acordo de cooperação entre eles. São considerados como investimento individual o custo de cada biodigestor, do compressor, do gasómetro, do grupo gerador, do quadro elétrico, dos equipamentos para aquecimento do biodigestor. Como custos anuais foram considerados a operação dos equipamentos e a manutenção. Quanto aos retornos financeiros, foram considerados o custo evitado da compra de energia elétrica, a venda de energia à rede elétrica nacional e o custo evitado de fertilizantes petroquímicos.

Conforme descrito em Caracterização da área de estudo, do plantel bovino e do modelo económico, o dimensionamento de cada equipamento é multiplicado pelo custo unitário correspondente. Os resultados são apresentados na Tabela 5.10. Como custo de operação, foi considerado uma pessoa a trabalhar duas horas por dia com encargos salariais. Como custo de manutenção do grupo gerador, que inclui visitas técnicas para manutenção preventiva e concertos, foi considerado 5% ao ano em relação ao custo total do equipamento. Foi considerado um período de vida útil dos equipamentos de dez anos - grupo gerador e biodigestor -. Para o biodigestor foi considerada depreciação de 50% em relação ao custo total, tendo em vista que parte do biodigestor é reaproveitado após o final da vida útil.

Inicia-se a análise considerando a produção de energia elétrica para autoconsumo. A Tabela 5.11 e Tabela 5.12 contém dados dos produtores, que serão definidos daqui para a frente como:

- A - Casa agrícola Outeiro de Moinho Lda.
- B - José Álvaro Barbosa Ferreira
- C - Sociedade agropecuária de Veiga de Peso
- D - Sociedade Francisco Marques e carvalho Lda.
- E - Jorge Guimarães Vieira de Araújo
- F - Manuel Joaquim Ferreira da Cunha
- G - Manuel Oliveira da Silva

Dimensionamento da central de valorização de biogás e discussão de resultados

- H - Amabelia Esteves

Correspondentes aos investimentos, receitas e indicadores financeiros, respetivamente, para a produção de energia para autoconsumo, no primeiro cenário. As tabelas subsequentes são idênticas, mas para o funcionamento do grupo gerador para produção de energia elétrica para venda à rede elétrica nacional, conforme a tarifa atual presente no Decreto-Lei n.º 31/2011.

Tabela 5.10 Investimentos e custos de operação para cada produtor

Produtor	Unidade	A	B	C	D	E	F	G	H
Investimentos									
Biodigestor	€	8.215,10	24.274,00	28.799,27	16.244,55	11.556,84	11.556,84	7.379,67	8.145,48
Compressor	€	0,00	300,00	300,00	225,00	0,00	225,00	0,00	0,00
Gasómetro	€	1.734,60	5.125,40	6.080,90	3.430,00	2.440,20	3.077,20	1.558,20	1.719,90
Grupo gerador	€	19.326,37	35.063,78	35.063,78	26.408,31	20.625,71	26.408,31	19.326,37	19.326,37
Painel de proteção elétrico	€	200,00	720,00	720,00	450,00	290,00	450,00	200,00	200,00
Aquecimento biodigestor	€	1.340,78	2.427,22	2.733,37	1.884,00	1.605,33	1.860,45	1.303,10	1.389,45
Total de investimentos	€	30.816,85	67.910,40	73.697,32	48.641,86	36.518,07	43.577,80	29.767,34	30.781,20
Despesas anuais									
Operação	€	1040	1040	1040	1040	1040	1040	1040	1040
Manutenção	€	966,32	1.753,19	1.753,19	1.320,42	1.031,29	1.320,42	966,32	966,32
Total Despesas	€	2.006,32	2.793,19	2.793,19	2.360,42	2.071,29	2.360,42	2.006,32	2.006,32
Valor Residual									
Biodigestor	€	2464,5303	7282,1997	8639,77995	4873,365	3467,0511	3467,0511	2213,9001	2443,64445
Grupo gerador	€	5.797,91	10.519,13	10.519,13	7.922,49	6.187,71	7.922,49	5.797,91	5.797,91
Total de desvalorização	€	8.262,44	17.801,33	19.158,91	12.795,86	9.654,76	11.389,54	8.011,81	8.241,56

Efetuiu-se o cálculo da produção de energia que cada propriedade conseguirá produzir tendo em conta o biogás disponível em cada uma delas. Os resultados apresentam-se na Tabela seguinte.

Tabela 5.11 Produção de energia elétrica em cada propriedade

Produtor	Unidade	A	B	C	D	E	F	G	H
Energia produzida									
Diária	kWh	106,74	410,03	486,47	257,25	148,98	230,79	95,89	105,84
Anual	kWh	38.961,78	149.661,68	177.562,28	93.896,25	54.377,93	84.238,35	34.999,57	38.631,60

Com base na energia calculada e apresentada na Tabela anterior achou-se os proveitos anuais de cada propriedade para os dois cenários aqui previstos. As tarifas utilizadas foram as seguintes:

- Autoconsumo pequenas propriedades: 0,18€/kWh - Tendo em conta a tarifa média paga por cada produtor no ano de 2011;

Dimensionamento e características técnicas de uma central de valorização de biogás tipo para unidades de pequena dimensão

- Autoconsumo grandes propriedades: 0,15€/kWh - Tendo em conta que as propriedades de maior dimensão possuem uma tarifa mais vantajosa devido aos grandes consumos que possuem, a tarifa média paga por cada produtor no ano de 2011 foi mais baixa em relação à anterior.

Dada a reduzida dimensão de cada um dos grupos geradores considerados, optou-se por inserir cada um dos projetos no regime de miniprodução. Entende-se por miniprodução a atividade de pequena escala de produção descentralizada de eletricidade, recorrendo, para tal, a recursos renováveis e entregando, contra remuneração, eletricidade à rede pública, na condição que exista consumo efetivo de eletricidade no local da instalação

- Decreto-Lei 31/2011: 0,165€/kWh - Tendo em conta o ultimo leilão de atribuição de tarifa para este tipo de projeto, realizado no último mês de outubro (DGEG).

Os proveitos anuais são apresentados na Tabela seguinte.

Tabela 5.12 Proveitos anuais de cada produtor

Produtor	Unidade	A	B	C	D	E	F	G	H
Proveitos									
Auto-Consumo	€	7.013,12	22.449,25	26.634,34	14.084,44	9.788,03	12.635,75	6.299,92	6.953,69
Custo evitado fertilizante	€	1.905,19	5.629,47	6.678,94	3.767,33	2.680,19	3.379,83	1.711,44	1.889,05
Total de proveitos	€	8.918,31	28.078,72	33.313,28	17.851,77	12.468,21	16.015,59	8.011,37	8.842,74
Decreto-Lei 31/2011	€	6.428,69	24.694,18	29.297,78	15.492,88	8.972,36	13.899,33	5.774,93	6.374,21
Custo evitado fertilizante	€	1.905,19	5.629,47	6.678,94	3.767,33	2.680,19	3.379,83	1.711,44	1.889,05
Total de proveitos	€	8.333,89	30.323,65	35.976,72	19.260,21	11.652,55	17.279,16	7.486,37	8.263,26

Para o cálculo dos indicadores financeiros foram utilizados os parâmetros e a forma de cálculo indicados em material e métodos. Como auxílio foram utilizadas folhas de cálculo devidamente preparadas para receção dos dados acima apresentados e fornecerem como “*output*” os resultados observados na Tabela 5.13.

Observa-se pelos resultados da Tabela 5.13 que a tarifa atualmente aplicada a cada propriedade e a cada cenário diferente é o fator preponderante para viabilizar os investimentos individuais.

Se a tarifa atual aplicada a projetos de minigeração fosse mais expressiva, a injeção de energia na rede elétrica nacional poderia ser a opção mais óbvia para este tipo de propriedade, sobretudo nas de maior dimensão que possuem uma tarifa mais baixa em relação às de menor dimensão no que diz respeito à tarifa paga por cada kWh consumido. Sem esta opção, tarifa mais atrativa em projetos de minigeração, o cenário que se apresenta como mais indicado e atrativo em todas as propriedades aqui estudadas passa pelo consumo da energia produzida no grupo gerador. Observa-se que todas as propriedades em ambos os cenários possuem um período de retorno financeiro atrativo quando se fala de projetos de energia renovável.

Os indicadores financeiros da Tabela 32 foram calculados considerando o funcionamento do grupo gerador durante os dois períodos do dia em que existe recolha do leite, de manhã e ao fim da tarde. Esta é a melhor situação, tendo em vista a possibilidade de interrupções para manutenção. Além disso, no meio rural, um motor a funcionar durante a noite seria no mínimo incómodo. No anexo 4 observam-se as horas de funcionamento consideradas para cada propriedade.

Tabela 5.13 Parâmetros financeiros de cada produtor para os dois cenários

Produtor	Unidade	A	B	C	D	E	F	G	H
Indicadores financeiros para o cenário em que a energia elétrica é produzida para consumo na propriedade									
VAL	€	37.984	181.339	226.897	104.538	66.466	91.591	30.137	37.278
TIR	%	25%	58%	70%	45%	37%	44%	20%	24%
Período de retorno financeiro	anos	4	2	2	3	3	3	4	4
	meses	6	8	5	2	6	2	0	6
Indicadores financeiros para o cenário em que a energia elétrica é injetada totalmente na rede elétrica nacional									
VAL	€	24.667	174.224	218.456	100.074	47.879	87.586	18.174	24.074
TIR	%	18%	63%	76%	48%	29%	46%	13%	17%
Período de retorno financeiro	anos	5	2	2	2	3	3	5	5
	meses	2	6	3	11	12	12	10	3

Nas Figuras seguintes observam graficamente as diferenças observadas na Tabela anterior para os indicadores VAL e TIR, e indicadas na explicação anterior.

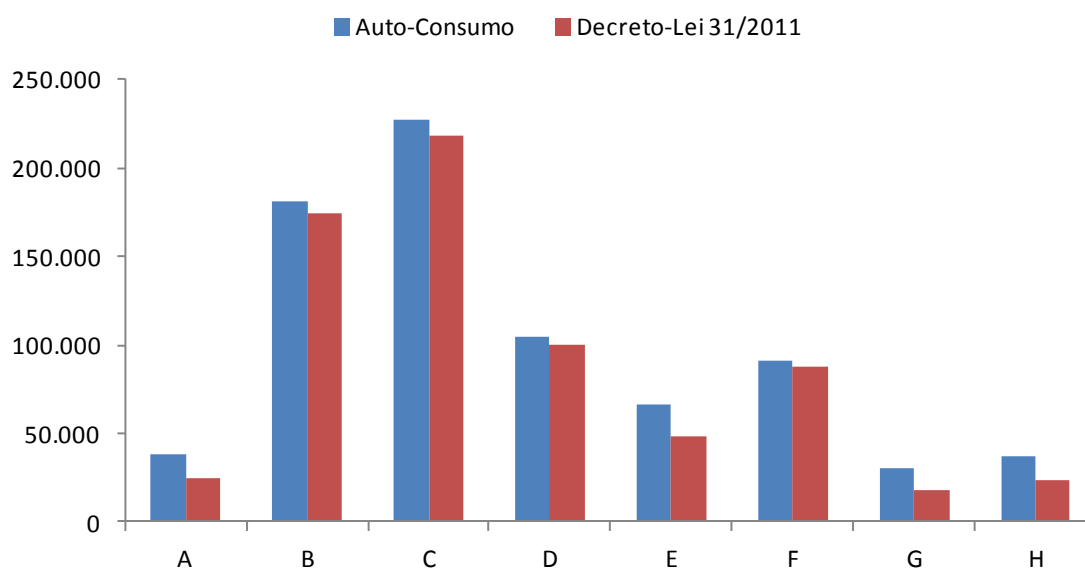


Figura 5.1 Valores do VAL para cada propriedade em cada cenário

Dimensionamento e características técnicas de uma central de valorização de biogás tipo para unidades de pequena dimensão

Como se observa pela Figura 5.1 em todos os casos o retorno financeiro do projeto seria mais vantajoso se a energia fosse consumida na própria propriedade. Mas, pela análise da figura anterior, conclui-se que a diferença para o cenário em que a energia elétrica é injetada na rede elétrica nacional não é muito considerável. Isto demonstra que as propriedades que optem por um contrato de injeção da energia produzida na rede elétrica, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 31/2011, não obterão um retorno muito inferior em relação ao cenário de autoconsumo.

A Figura 5.2 demonstra mesmo que em termos da TIR as propriedades de maior dimensão, onde a tarifa inicial considerada é mais baixa em relação à tarifa de minigeração, o valor da mesma é superior.

Como conclusão observa-se na Tabela 5.14 que existem períodos de retorno financeiro em certas propriedades que são mais baixos no cenário 2.

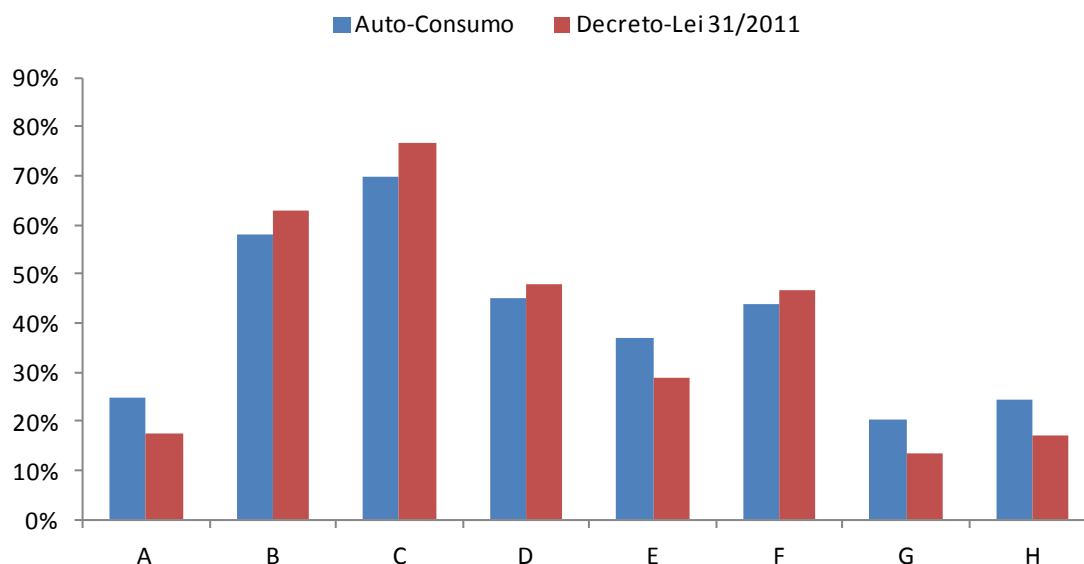


Figura 5.2 Valores da TIR para cada propriedade em cada cenário

Na tabela seguinte são observadas as taxas de diferença entre os indicadores estudados neste projeto entre os cenários aqui apresentados em cada propriedade.

Tabela 5.14 Variação entre os resultados alcançados para os dois cenários

Produtor	Unidade	A	B	C	D	E	F	G	H
Variação entre os resultados alcançados para os dois cenários									
VAL	%	-54%	-4%	-4%	-4%	-39%	-5%	-66%	-55%
TIR	%	-41%	8%	9%	6%	-29%	6%	-51%	-42%
Período de retorno financeiro	%	12%	-8%	-9%	-52%	10%	20%	32%	13%

5.2. Dimensionamento e características técnicas de uma central de valorização de biogás para reunião de dejetos animal a nível cooperativo

No presente estudo é analisada a possibilidade de utilização da biomassa (biogás), existente nas propriedades estudadas, na produção de energia elétrica. Serão consideradas duas alternativas, a primeira alternativa consiste na solução mais comum de produção de energia elétrica e de vapor de água e a segunda consiste em utilizar um sistema ORC - Organic Rankine Cycle.

Este ciclo de vapor de contrapressão terá uma pressão de vapor na extração de 5 bar, de modo a responder às necessidades térmicas de uma unidade industrial com necessidades de aquecimento a baixa temperatura, como é o caso, por exemplo, dos laticínios. A potência da central será função do caudal de vapor produzido com a quantidade de biomassa disponível e do regime de funcionamento mais adequado para a instalação. O regime de funcionamento da instalação deverá ser de 24 horas por dia, já que não é aconselhável nem necessário proceder a arranques frequentes.

O biogás disponível estimado será o apresentado na Tabela 5.15, tendo em conta os dejetos animais disponíveis.

Tabela 5.15 Quantidade e características de biogás disponível

Propriedade	Quantidade (litros)	Dejetos (m ³)	Dejetos Digestão (m ³)	SV (kg)	Biogás (m ³)
Central	51.360	51	770	3.595	1.007

Sendo o biogás disponível diário o apresentado na Tabela 5.15 considerando o número de horas de funcionamento normal deste tipo de instalações em 8.000 horas anuais e tendo em conta uma taxa de perdas no transporte dos dejetos, das propriedades dos mesmos, de cerca de 15%, o fluxo de biogás disponível por será de:

Tabela 5.16 Fluxo de biogás disponível

Propriedade	Biogás (m ³)	Biogás real (m ³)	Funcionamento anual (horas)	Fluxo biogás (m ³ /h)
Central	1.007	856	8.000	39

O dimensionamento deste tipo de projeto é bastante parecido com os propostos para o aproveitamento individual, tendo algumas diferenças fundamentais, que podem contribuir diretamente para o avançar ou recuo deste tipo de projeto.

Entre os componentes iguais que uma central deste tipo possui em comparação com os apresentados para as soluções individuais. Esses componentes são enumerados de seguida:

Dimensionamento e características técnicas de uma central de valorização de biogás para reunião de dejetos a nível concelhio

1. Biodigestor;
2. Unidade de compressão de ar (compressor);
3. Gasómetro;
4. Grupo Gerador;
5. Eletrificação da instalação;
6. Aquecimento do biodigestor.

Os pontos enumerados anteriormente destacam-se por possuir um princípio de funcionamento igual aos propostos para as soluções individuais. A única diferença é a sua dimensão. Devido à grande quantidade de dejetos animal, os componentes possuem dimensões de componente industrial ao contrário das individuais em que a sua dimensão é bastante reduzida.

Destaca-se apenas a diferença no ponto 6 (aquecimento do biodigestor) em que no caso da unidade de cogeração será idêntica à proposta feita para as soluções individuais, mas no caso da ORC será diferente devido às especificações do equipamento.

5.2.1. Descrição dos equipamentos constituintes da central

De seguida apresenta-se as dimensões e características propostas para os componentes atrás enumerados.

5.2.1.1. Biodigestor

Sendo o componente mais importante quando se projeta uma central deste tipo, é necessário proceder ao seu correto dimensionamento para não ocorrerem acidentes, tais como intoxicação ou explosão. As dimensões propostas para o biodigestor são as apresentadas na Tabela 5.17.

Tabela 5.17 Dimensões do biodigestor proposto

Propriedade	Dejetos Digestão (m ³)	Comprimento (m)	Largura (m)	Altura (m)
Central	616	21	10,0	3,0

Todas as medidas de segurança apresentadas no ponto 5.1.3 para as soluções individuais devem ser aplicadas a este tipo de instalação.

5.2.1.2. Unidade de compressão de ar (compressor)

A diferença no compressor de seguida proposto quando comparado com os anteriores é mesmo a dimensão e a sua capacidade para aspirar e fazer fluir o biogás produzido

no biodigestor e conduzido para o gasómetro. As dimensões propostas para o biodigestor são as apresentadas na Tabela 5.18.

Tabela 5.18 Dimensões do compressor proposto

Propriedade	Volume (m ³ /min)	Volume máximo (m ³ /min)	Compressor
			Potência (kW)
Central	0,5	1,2	8

5.2.1.3. Gasómetro

Relativamente ao gasómetro para armazenamento do biogás produzido, o princípio de funcionamento mantém-se, mas a estrutura proposta, devido à dimensão considerável, será bastante diferente. Enquanto para as soluções individuais a proposta passou por uma solução artesanal e retangular, a solução proposta para um projeto deste tipo teria que ser obrigatoriamente diferente. Após várias pesquisas de mercado, para o biogás produzido diariamente, somado de uma margem de segurança, as dimensões são as apresentadas na Tabela 5.19.

Tabela 5.19 Dimensões e características do gasómetro proposto

Propriedade	Gasómetro			
	Volume biogás (m ³)	Tipologia	raio (m)	Capacidade total (m ³)
Central	856	Esférico	6,5	1.150

A apresentação esquemática é apresentada no anexo 2.

5.2.1.4. Grupo Gerador;

Relativamente aos grupos geradores escolhidos para este tipo de instalação em cada cenário as diferenças são enormes, assentando a primeira (unidade de cogeração) na queima direta do biogás para produção de energia elétrica e térmica utilizando como fluido térmico a água. Já na segunda opção o biogás é queimado numa caldeira especialmente construída para o efeito e a energia térmica é utilizada na unidade ORC para efetuar o processo do fluido orgânico necessário para a produção de energia.

De seguida explica-se o modo de operação de cada um dos sistemas propostos.

1. Unidade de cogeração

Trata-se aqui do que é considerado o principal equipamento de um sistema de cogeração. Tanto a turbina (Figura 5.3) quanto o motor a gás (Figura 5.4) têm basicamente a mesma função: transformar a energia proveniente da combustão em

Dimensionamento e características técnicas de uma central de valorização de biogás para reunião de dejetos a nível concelhio

energia mecânica. Esta será em seguida aproveitada para acionamento de um gerador elétrico, ou de um compressor ou qualquer outra máquina que exija um acionador. Outra semelhança entre as duas tipologias é a produção de grande quantidade de energia térmica. No caso da turbina a gás, essa energia térmica apresenta-se totalmente em forma de gases de combustão na descarga, gases esses constituídos principalmente de ar e de CO_2 . No motor a gás, a energia térmica produzida apresenta-se nos gases de descarga e na água de arrefecimento, além de uma quantidade menor, no retorno do óleo lubrificante.

Numa turbina a gás, de toda a energia disponível no combustível obtém-se entre 22 e 35% de energia elétrica nos bornes do gerador, enquanto num motor a gás a faixa é um pouco maior, podendo-se obter até cerca de 40% em energia elétrica em potências em que a turbina não alcança 30%. Nesse aspeto verifica-se, portanto, uma vocação maior do motor a gás para um perfil de necessidades de energia em que prepondera a energia elétrica. A turbina leva vantagem do ponto de vista térmico na medida em que quase toda a energia disponibilizada pela queima do gás e não transformada em energia mecânica é descarregada nos gases, em maior temperatura do que nos motores a gás, pois uma das principais funções do ar é refrigerar o equipamento. Nelas, a temperatura dos gases exaustos fica na faixa de 450 a 900°C, sendo que nos motores ela fica entre 300 e 500°C.

Por outro lado, os motores disponibilizam energia térmica em boa parte na água de arrefecimento, que nem sempre pode ser totalmente aproveitada, pois exige um permutador de calor. Este fator reduz o rendimento, pois a mesma não se situa numa faixa de temperatura alta (em torno de 100°C).

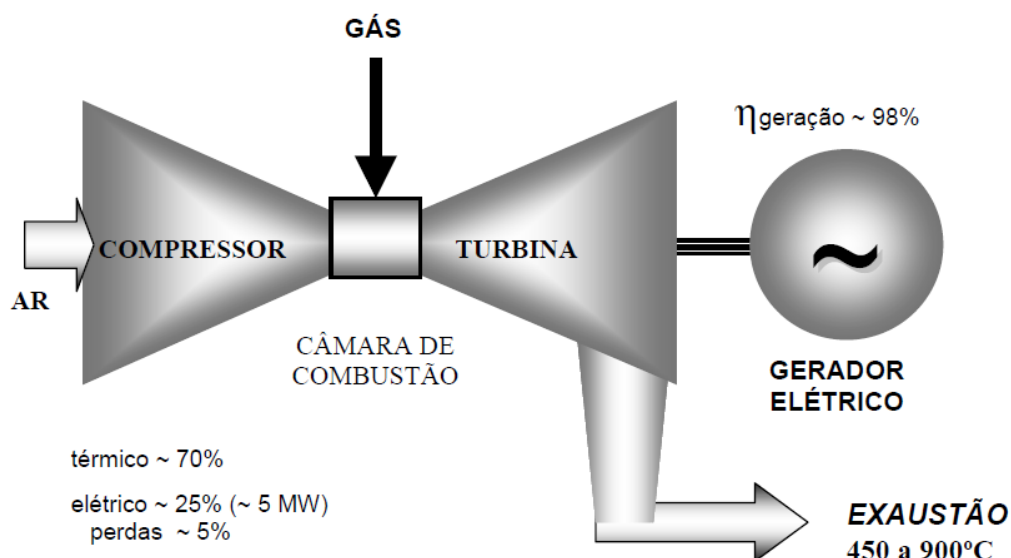


Figura 5.3 Princípio de funcionamento de uma turbina a gás

Em resumo, os dois têm vantagens e desvantagens, e para este projeto avaliou-se a implementação dos dois e quais as diferenças entre os mesmos em termos técnicos e económicos. Uma vantagem importante a ter em conta neste projeto, foi o facto dos gases de exaustão do motor contêm grande percentual de dióxido de carbono, ao

contrário da turbina, cujo potencial deste gás fica em torno de 2%, devido ao excesso de ar para sua refrigeração.

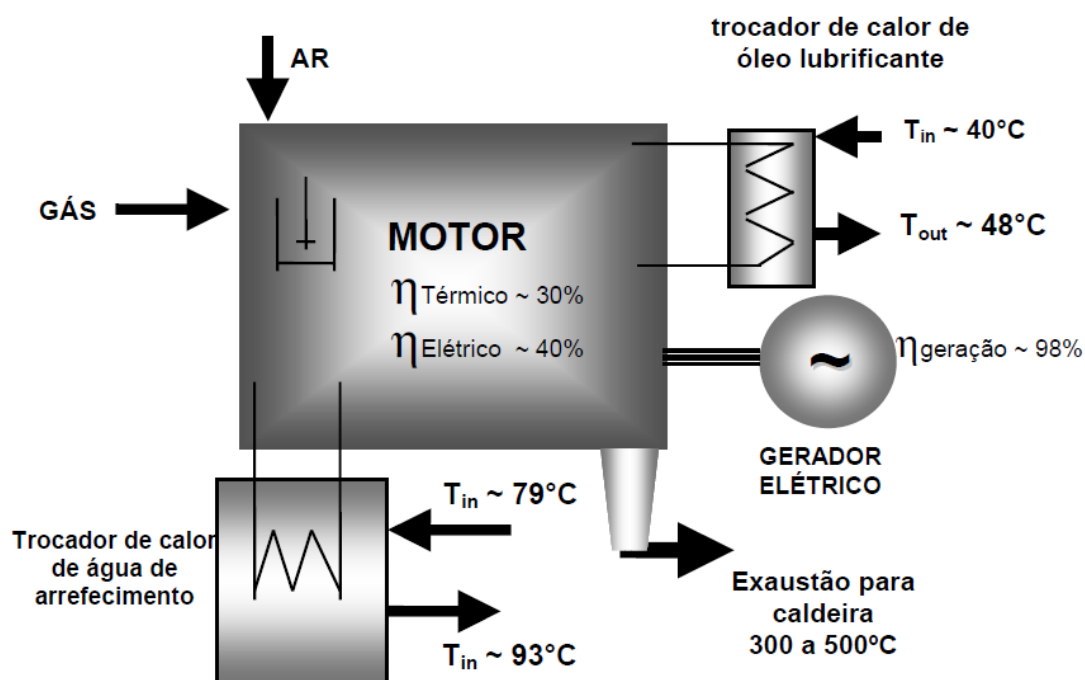


Figura 5.4 Princípio de funcionamento de um motor a gás

Em resumo, os dois têm vantagens e desvantagens, e para este projeto avaliou-se a implementação dos dois e quais as diferenças entre os mesmos em termos técnicos e económicos. Uma vantagem importante a ter em conta neste projeto, foi o facto dos gases de exaustão do motor contêm grande percentual de dióxido de carbono, ao contrário da turbina, cujo potencial deste gás fica em torno de 2%, devido ao excesso de ar para sua refrigeração.

Em termos de princípio de funcionamento as diferenças são significativas. As partes básicas de uma turbina a gás são: um compressor, uma câmara de combustão, uma turbina e um eixo. No eixo estão ligados a turbina e o compressor, então quando um se movimenta, o outro acompanha o movimento. Durante o arranque, inicialmente, a turbina necessita de um sistema de arranque para pôr o compressor em funcionamento. Assim que este alcança uma dada velocidade, o ar atmosférico é aspirado, comprimido e conduzido à câmara de combustão, onde é misturado ao combustível (biogás). A energia resultante da combustão liberta gases quentes que se expandem através da turbina, produzindo assim energia mecânica. A estabilidade da combustão, bem como a temperatura na secção da turbina, é mantida através do controlo da relação ar/combustível. O ar atmosférico captado pelo compressor é comprimido e direcionado para o combustor. Após passar pelo combustor a temperatura eleva-se, devido à queima do biogás. Em seguida a mistura é direcionada para o acionamento da turbina, a pressão é reduzida à pressão atmosférica e a temperatura também é reduzida. A turbina a gás tem uma rotação mínima para funcionamento, abaixo da qual não consegue manter o ciclo. Essa

Dimensionamento e características técnicas de uma central de valorização de biogás para reunião de dejetos a nível concelhio

rotação mínima é muito maior que a rotação de um motor a combustão interna usual, e as rotações máximas são muito mais do que isso, dificultando o uso da força diretamente no eixo. Se uma turbina estiver a operar isoladamente (ciclo simples), como nas aeronaves, a sua eficiência térmica é baixa, da ordem de 34%, ou seja, cerca de 66% do calor gerado pela queima do combustível é perdido nos gases de exaustão.

Relativamente ao motor o funcionamento é bastante diferente. Fornecendo calor a um gás contido num cilindro no qual se possa fazer deslizar um êmbolo ou pistão, é possível obter a deslocação deste último por efeito da expansão do gás que se dilata sob a ação do calor, houve consequentemente uma força que se produziu e que originou uma deslocação; obteve-se, pois, um trabalho. Sendo possível a transformação do calor em trabalho, o calor deve considerar-se uma forma de energia, que se efetua nos sistemas seguintes:

- **Sistema de Admissão de ar;** tem a função de permitir a introdução do ar atmosférico na câmara de combustão ou nos cilindros do motor, localiza-se na cabeça do motor. Na cabeça do motor estão situados os sistemas de distribuição dos gases. Estes sistemas de admissão e de escape dos gases são geralmente compostos pelas seguintes partes essenciais; válvulas, martelos, árvore de cames, hastes e molas;
- **No bloco do motor** encontram-se os cilindros onde circulam os êmbolos ou pistões, na parte inferior deste encontra-se a cambota ou manivela que se liga aos êmbolos por meio da biela. Os êmbolos têm segmentos que são vedantes que têm por missão não deixar a mistura ou ar segundo o tipo de motor escapar entre os êmbolos e as paredes dos cilindros e por outro lado, raspar o óleo que se encontra depositado nas paredes do cilindro.

Com base nestes princípios os equipamentos estudados técnica e economicamente foram os seguintes:

Tabela 5.20 Características da turbina a gás escolhida

Local	Turbina			kW_e/m^3	Custo (€)
	kVA	kW_e	FP		
Unidade de Cogeração	60	51	0,85	1,3	46.587

Em termos da escolha da unidade de aproveitamento térmico, o equipamento escolhido foi o seguinte:

Tabela 5.21 Características do equipamento de aproveitamento térmico escolhido para a turbina

Local	$\frac{\text{Unidade térmica}}{\text{KW}_t}$	kW_t/m^3	Custo (€)
Unidade de Cogeração	88	2,2	8.007

Ao nível do motor a gás escolhido, o equipamento selecionado foi o seguinte:

Tabela 5.22 Caraterísticas do equipamento de aproveitamento térmico escolhido

Local	Motor			kW_e/m^3	Custo (€)
	kVA	kW_e	FP		
Unidade de Cogeração	69	59	0,85	1,5	32.569

Em termos da escolha da unidade de aproveitamento térmico, o equipamento escolhido foi o seguinte:

Tabela 5.23 Caraterísticas do equipamento de aproveitamento térmico escolhido para o motor

Local	Unidade térmica motor	kW _t /m ³	Custo (€)
	KW _t		
Unidade de Cogeração	73	1,9	8.007

2. Unidade de ORC

O Ciclo Rankine Orgânico é um ciclo termodinâmico que não utiliza água como fluido de trabalho. Os principais componentes uma unidade ORC são: (1) bomba, (2) evaporador, (3) turbina e (4) condensador, conforme Figura 5.5.

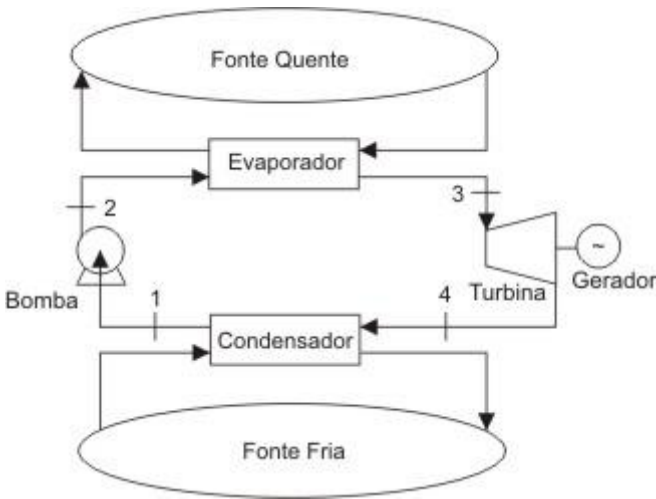


Figura 5.5 Princípio de funcionamento de uma unidade ORC

O fluido é bombeado de uma pressão baixa para uma pressão alta utilizando-se para isso uma bomba circuladora (processo 1-2). Após isso o mesmo é pressurizado e entra no economizador e no evaporador, onde é aquecido até se tornar vapor superaquecido (processo 2-3). O vapor superaquecido expande através de uma turbina para gerar trabalho no eixo (processo 3-4). Por fim, o vapor entra no

Dimensionamento e características técnicas de uma central de valorização de biogás para reunião de dejetos a nível concelhio

condensador, onde é reduzida a sua temperatura até à condição de líquido saturado (processo 4-1).

Para produção de energia elétrica recorrendo a este tipo de equipamento é necessária uma fonte de energia térmica na forma de calor. Com o combustível que neste estudo se possui é necessário adicionar um outro equipamento ao projeto para assim se produzir essa fonte quente. A solução óbvia passa por queimar o biogás disponível numa caldeira convencional, mas preparada para receber como combustível o biogás, e aproveitar a energia térmica para assim se alimentar a unidade ORC. Com base nos estudos efetuados durante este projeto e nos projetos efetuados pelo autor do projeto, conclui-se que o melhor equipamento será:

Tabela 5.24 Características da unidade de ORC escolhida

Local	Organic Rankine Cycle				Custo (€)
	Marca	Modelo	kW _e	KW _t	
Unidade de ORC	enef tech	030GRE-01	42	255	103.365

5.2.1.5. Aquecimento do biodigestor

Como observado na literatura estudada e apresentada no Ponto 2, existe uma temperatura em que a máxima produção de biogás é atingida, esse valor situa-se nos 38°C. Após várias pesquisas conclui-se que a temperatura no biodigestor, se nenhuma medida for posta em prática, situar-se-á no intervalo entre os 18°C e os 20°C durante o período de Inverno e no intervalo entre os 20°C e os 25°C no período de verão. Com estas temperaturas o valor de produção de biogás desceria para intervalos insuportáveis para as bactérias produtoras de biogás. Isso resultaria na inviabilidade de todos os projetos estudados neste trabalho.

A solução passa por aproveitar a energia térmica produzida durante a queima do biogás no grupo gerador. A solução passaria pela ligação de um permutador ao grupo gerador. Seguindo a técnica explicada para os projetos individuais apresenta-se nos anexos 2.4 a forma de ligação para cada projeto.

Relembra-se apenas que este mecanismo apresenta as seguintes vantagens:

- Este mecanismo de ligações e equipamentos permite um controlo mais fino da temperatura a que o biodigestor estará sujeito, e,
- Permite que a energia térmica seja mais lentamente utilizada devido à capacidade de reter calor do depósito de água quente, especialmente construído para este tipo de projeto.

Após a apresentação dos pontos em comum com os projetos individuais, destacam-se de seguida os pontos em que uma central deste tipo, devido à sua grande complexidade, dimensão e características, difere das soluções individuais. Na dimensão efetuada neste estudo considerou-se os seguintes pontos:

1. Localização/Compra do terreno para implementação da central

Relativamente ao terreno para implementação da central foi seguida a seguinte metodologia de escolha:

- Reunião com a Câmara Municipal de Braga para definição de uma estratégia para cedência de um terreno para implementação da central;
- Reunião com os proprietários para recolha de opiniões sobre a localização da central;

Após estas duas reuniões será definida a localização do mesmo e qual o valor a pagar à Câmara Municipal ou a um dos proprietários pelo terreno. No âmbito deste trabalho foi definido o valor de 15.000€ a pagar pelo terreno.

2. Processo de recolha dos dejetos nas diversas propriedades

A recolha dos dejetos terá que ser feito semanalmente/quinzenalmente tendo em conta a capacidade de cada proprietário em armazenar os dejetos animais. Devido à dificuldade em conjugar as diversas variáveis, exclui-se deste estudo os custos com o transporte dos dejetos.

5.2.2. Análise da viabilidade económica da implementação de uma central global

Neste ponto serão apresentados os cálculos finais para se estudar a viabilidade da implementação dos projetos indicados e serão apresentados os seguintes indicadores económicos:

- VAL;
- TIR;
- Payback.

Neste cenário, os oito maiores produtores de leite do núcleo de Penso são analisados em conjunto, ou seja, considerando que todos os dejetos das propriedades, de A a H, poderiam ser recolhidos e juntos num único local. Ao contrário do cenário anterior, neste caso seria necessário um acordo de cooperação entre os mesmos, com distribuição de receitas ao final do ano.

São considerados como investimento o custo de cada biodigestor, do compressor, do gasómetro, do grupo gerador, do quadro elétrico, dos equipamentos para aquecimento do biodigestor, do terreno e do transporte dos dejetos. Como custos anuais foram considerados a operação dos equipamentos, a manutenção e o custo com o transporte dos dejetos. Quanto aos retornos financeiros, foram considerados a venda de energia à rede elétrica nacional, o custo evitado de fertilizantes petroquímicos e a venda de energia térmica produzida. Correspondentes aos investimentos, receitas e indicadores financeiros, respetivamente, para a produção de energia para autoconsumo, no primeiro cenário. As tabelas subsequentes são idênticas, mas para o funcionamento do grupo gerador para produção de energia elétrica para venda à rede elétrica nacional, conforme a tarifa atual presente no Decreto-Lei n.º 31/2011.

Dimensionamento e características técnicas de uma central de valorização de biogás para reunião de dejetos a nível concelhio

Tabela 5.25 Investimentos e custos de operação para cada projeto

Produtor	Unidade	Turbina a gás	Motor a gás	Unidade ORC
Investimentos				
Biodigestor	€	95.351	95.351	95.351
Compressor	€	6.720	6.720	6.720
Gasómetro	€	21.391	21.391	21.391
Grupo Gerador	€	46.587	32.569	103.365
Painel de proteção elétrico	€	1.407	1.619	1.158
Ligação rede elétrica	€	14.689	14.689	14.689
Aquecimento biodigestor	€	8.007	8.007	8.007
Terreno para implementação	€	15.000	15.000	15.000
Total de investimentos	€	209.152	195.346	265.682
Despesas anuais				
Operação	€	12.220	12.220	11.934
Manutenção	€	2.329	1.628	2.532
Total Despesas	€	14.549	13.848	14.466
Valor Residual				
Biodigestor	€	28.605	28.605	28.605
Grupo gerador	€	13.976	9.771	31.010
Total de desvalorização	€	42.581	38.376	59.615

Efetuuou-se o cálculo da produção de energia que cada tipo de projeto conseguirá produzir tendo em conta o biogás disponível em cada uma delas. Os resultados apresentam-se na Tabela seguinte.

Tabela 5.26 Produção de energia elétrica e térmica para cada projeto

Produtor	Unidade	Energia produzida	
Turbina a gás		Elétrica	Térmica
Diária	kWh	1.224	2.110
Anual	kWh	408.000	703.200
Motor a gás		Elétrica	Térmica
Diária	kWh	1.409	1.752
Anual	kWh	469.600	584.000
Unidade ORC		Elétrica	Térmica
Diária	kWh	1.008	6.120
Anual	kWh	336.000	2.040.000

Com base na energia calculada e apresentada na Tabela anterior achou-se os proveitos anuais de cada projeto aqui previstos. As tarifas utilizadas foram as seguintes:

- Decreto-Lei 31/2011: 0,165€/kWh - Tendo em conta o ultimo leilão de atribuição de tarifa para este tipo de projeto, realizado no último mês de outubro. (DGEG)
- Venda de energia térmica sobre a forma de vapor (cogeração): 0,01€/kWh - Tendo em conta a tarifa média paga por uma indústria tipo que utilize vapor no seu processo produtivo;
- Venda de energia térmica sobre a forma de água quente (ORC): 0,009€/kWh - Tendo em conta a tarifa média paga por consumidor-tipo no ano de 2011.

Os proveitos anuais são apresentados na Tabela seguinte.

Dimensionamento e características técnicas de uma central de valorização de biogás para reunião de dejetos a nível concelhio

Tabela 5.27 Proveitos anuais de cada projeto

Produtor	Unidade	Turbina a gás	Motor a gás	Unidade ORC
Proveitos				
Decreto-Lei 31/2011	€	67.320	77.484	55.440
Custo evitado fertilizante	€	9.156	9.156	9.156
Energia térmica	€	7.032	5.840	183.600
Total de proveitos	€	83.508	92.480	248.196

Para o cálculo dos indicadores financeiros foram utilizados os parâmetros e a forma de cálculo indicados em material e métodos. Como auxílio foram utilizadas folhas de cálculo devidamente preparadas para receção dos dados acima apresentados e fornecerem como “*output*” os resultados observados na Tabela 5.13.

Tabela 5.28 Parâmetros financeiros de cada projeto

Produtor	Unidade	Turbina a gás	Motor a gás	Unidade ORC
Indicadores financeiros para o cenário em que a energia elétrica é produzida para consumo na propriedade				
VAL	€	257.305	334.197	155.624
TIR	%	35%	51%	16%
Período de retorno financeiro	anos	3	2	5
	meses	4	8	11

Observa-se pelos resultados da Tabela 5.13 que a energia elétrica e energia térmica são fatores preponderantes para a viabilidade dos projetos aqui apresentados.

Se a tarifa atual aplicada a projetos de minigeração fosse mais expressiva, a injeção de energia na rede elétrica nacional poderia ser a opção mais óbvia para este tipo de projeto. Observa-se que todos os cenários possuem um período de retorno financeiro atrativo quando se fala de projetos de energia renovável.

Os indicadores financeiros da Tabela 32 foram calculados considerando o funcionamento do grupo gerador durante 24 horas por dia, 8000 horas anuais, tendo em conta as paragens necessárias para manutenção dos equipamentos. Esta é a melhor situação, tendo em vista a possibilidade de interrupções para manutenção.

Nas Figuras seguintes observam graficamente as diferenças observadas na Tabela anterior para os indicadores VAL e TIR, e indicadas na explicação anterior.

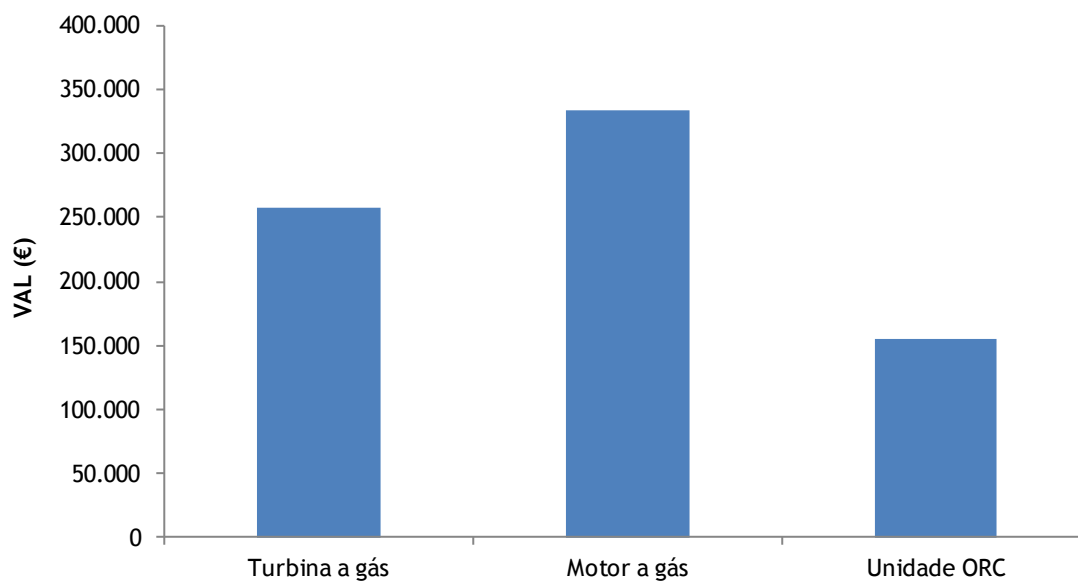


Figura 5.6 Valor do VAL para cada projeto

Como se observa pela Figura 5.6 em todos os casos o retorno financeiro do projeto é bastante atrativo tendo em conta a tarifa atual aplicada a este tipo de projeto.

A Figura 5.2 demonstra mesmo que em termos da TIR o projeto “Motor a gás” possui a maior taxa, dado que é o projeto que contempla a maior venda de energia à rede elétrica nacional.

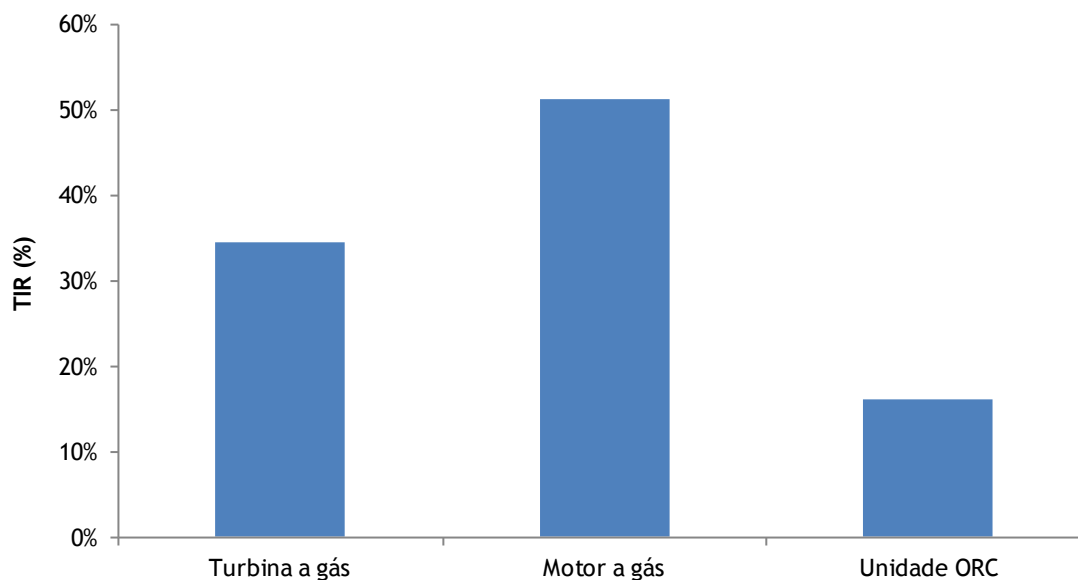


Figura 5.7 Valor da TIR para cada projeto

5.3. Análise de sensibilidade às diversas tecnologias de produção de energia do cenário II

Na secção anterior as soluções técnicas apresentadas atingem viabilidade económica atraentes. Com o objetivo de se observar qual a sensibilidade dos diferentes projetos à variação das tarifas, quer elétrica, quer térmica, com o auxílio de uma folha de cálculo, realizou-se uma análise de sensibilidade de modo a identificar os parâmetros que têm maior impacto na viabilidade económica das soluções apresentadas. Os parâmetros analisados são a remuneração da energia elétrica e a remuneração da energia térmica. Não se estudou o impacto do número de horas de funcionamento dado que todos os equipamentos apresentam os mesmos valores. A análise sensibilidade de cada parâmetro foi efetuada mantendo os restantes fixos nos valores de base adaptados em 5.2, na Tabela 5.27.

5.3.1. Remuneração da energia elétrica

A remuneração da energia elétrica é uma das principais receitas do projeto. Esta remuneração é estabelecida a partir das variações da tarifa aplicada ao projetos de minigeração, ou seja, das Portarias de atualização ao Decreto-Lei 34/2011. Considerou-se um intervalo entre 14,5c€/kWh e 16,5c€/kWh, com decrementos de 1c€/kWh, na tarifa da energia elétrica. Este valor limite foi atribuído conforme o que dita na atual legislação das centrais de minigeração e consoante os últimos leilões de atribuição da tarifa dos meses de setembro e outubro. Considerando-se o valor base de 16,5c€/kWh. Assim elaboraram-se os gráficos das Figura 5.8 e Figura 5.9, que representam a variação dos indicadores económicos VAL e TIR, respetivamente.

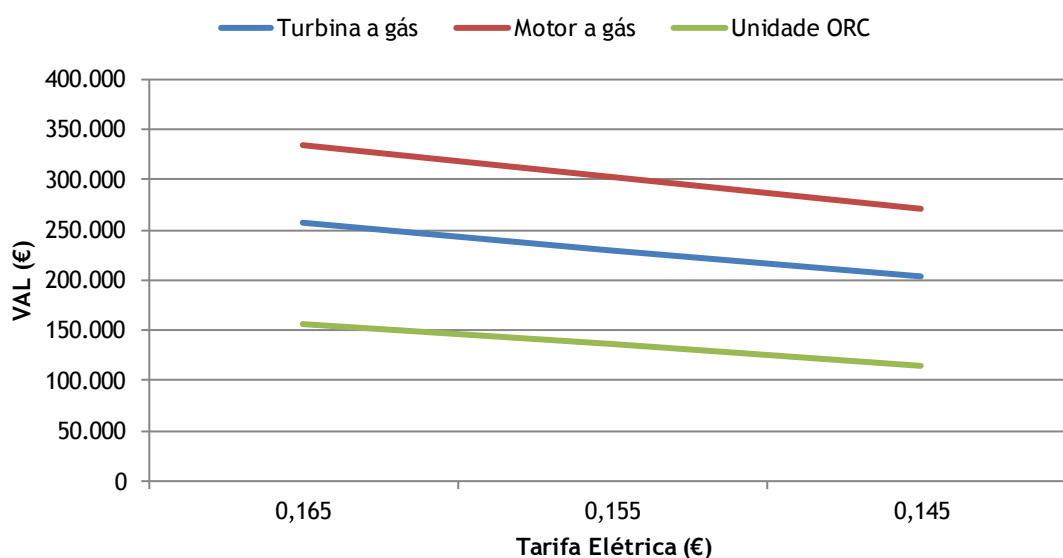


Figura 5.8 Influência da remuneração da energia elétrica no VAL

Verifica-se pela análise da Figura 5.8 que o VAL do projeto varia bastante com a remuneração da energia elétrica.

Dos resultados conclui-se que o sistema motor a gás é mais sensível às variações da remuneração da energia elétrica do que o sistema turbina a gás e sistema ORC. Este facto justifica-se com a maior potência elétrica instalada do sistema motor a gás.

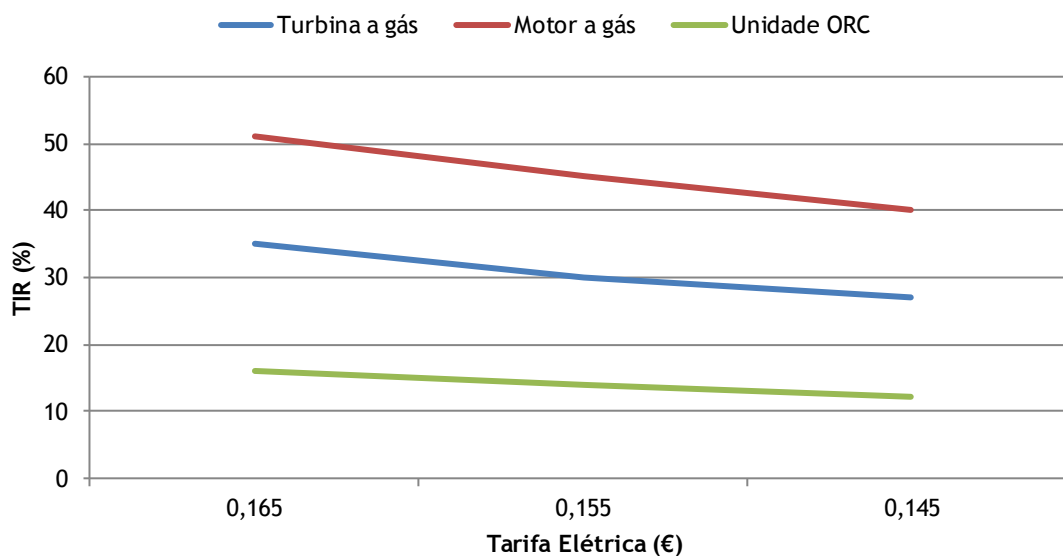


Figura 5.9 Influência da remuneração da energia elétrica na TIR

Da análise dos resultados conclui-se que para valores realistas de remuneração elétrica obtêm-se valores da TIR bastante mais baixos, com variações superiores a 10% no caso do motor a gás.

Relativamente ao *Payback*, e tendo em conta as variações observadas para o VAL dos diferentes projetos, observa-se que sofre um aumento bastante significativo no sistema ORC. Nos restantes sistemas essa variação não é tão significativa.

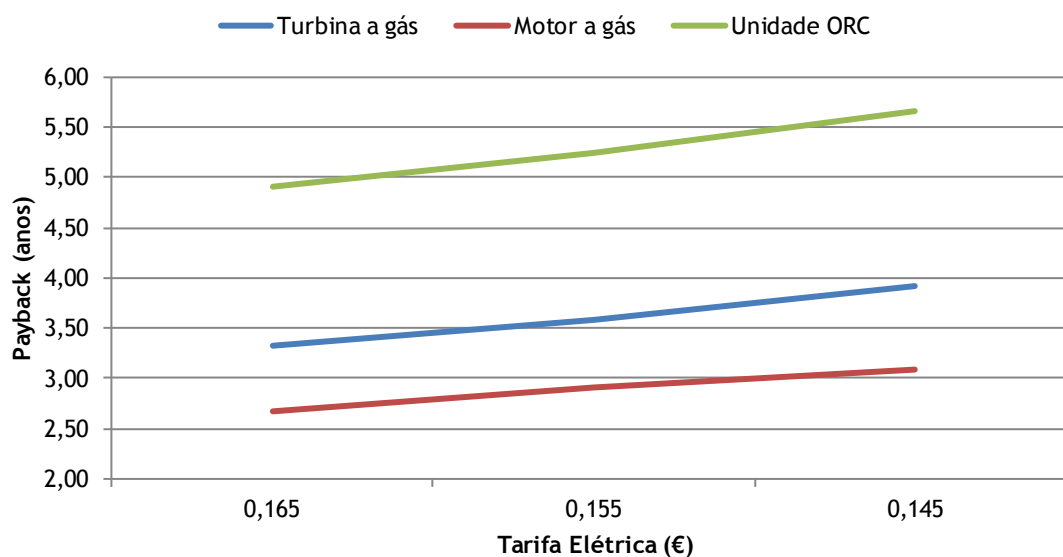


Figura 5.10 Influência da remuneração da energia elétrica no *Payback*

5.3.2. Remuneração da energia térmica

A remuneração da energia térmica é também uma das fontes de rendimento deste projeto. Existem diversas possibilidades para a central fornecer a unidades industriais ou mesmo às habitações em redor da central ou em alternativa utilizar as suas instalações para efetuar tratamentos térmicos a materiais que sejam aplicados em indústrias de transformação localizadas perto da central. Nesse sentido, apresenta-se de seguida a análise de sensibilidade resultante de diferentes valores de remuneração da energia térmica. Considerou-se dois valores de estudo, o normal e um aumento ao valor da tarifa. Os resultados são apresentados nas Figura 5.11, Figura 5.12 e Figura 5.13 que representam a variação dos indicadores económicos VAL, TIR e *Payback*.

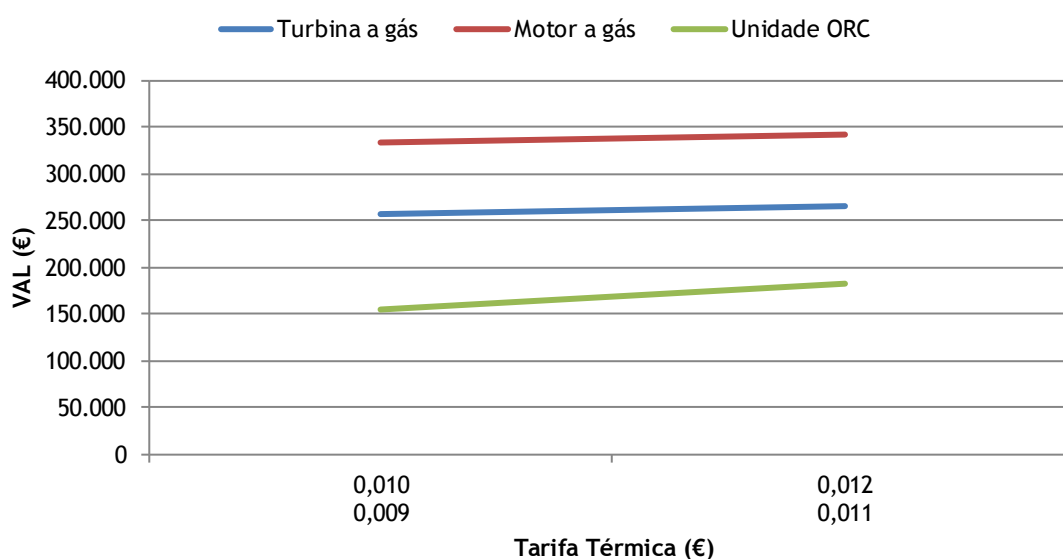


Figura 5.11 Influência da remuneração da energia térmica no VAL

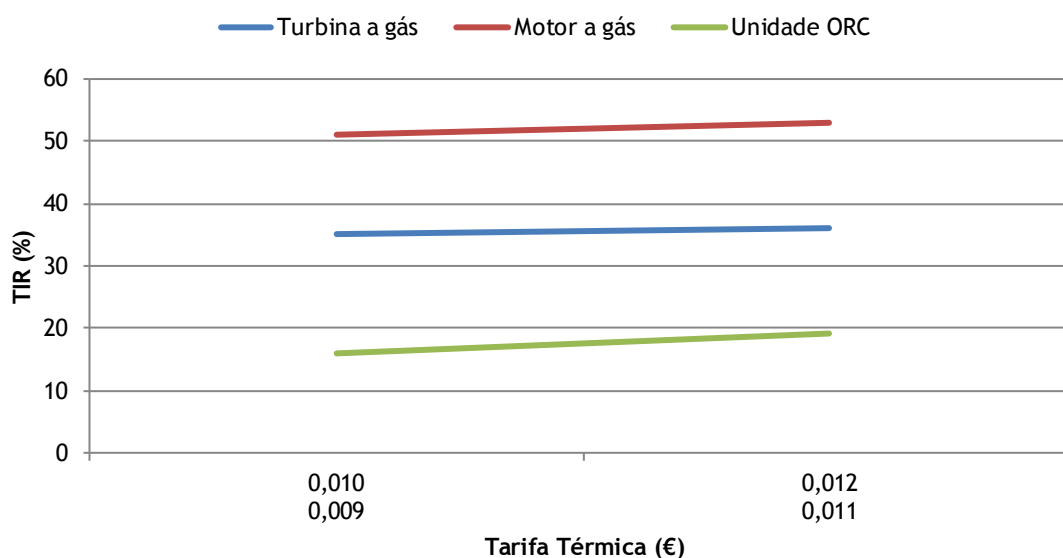


Figura 5.12 Influência da remuneração da energia térmica na TIR

Os resultados da análise de sensibilidade demonstram que a venda de energia térmica a terceiros será positiva para a viabilidade económica do projeto e que o aumento da remuneração da energia térmica é diretamente proporcional à evolução do VAL do projeto, principalmente no sistema ORC.

Com a análise da Figura 5.11 verifica-se que o sistema ORC ganharia bastante com um aumento da tarifa da energia térmica. Devido à grande quantidade de energia térmica disponível neste sistema é aquele em que os parâmetros mais evoluem de forma positiva com este aumento.

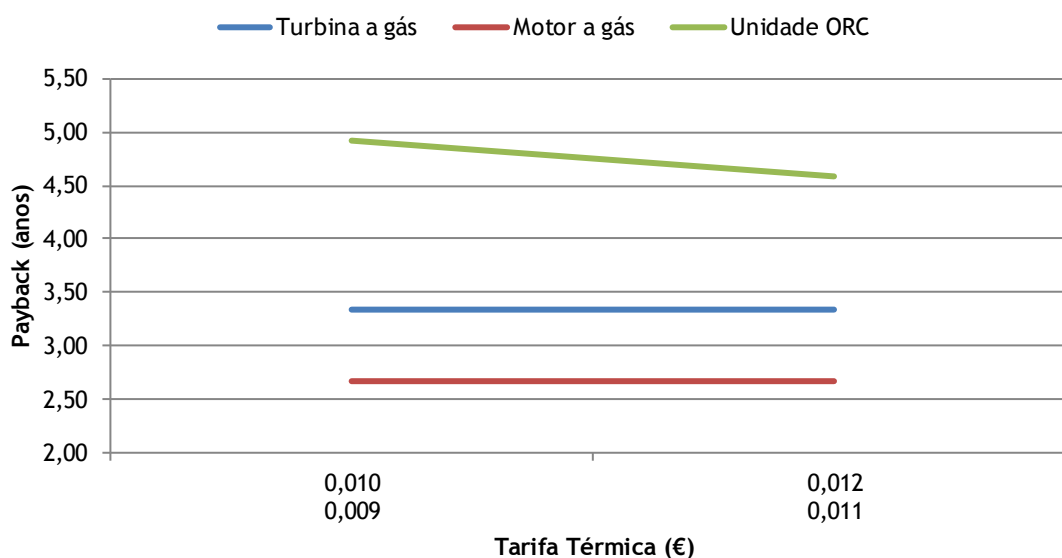


Figura 5.13 Influência da tarifa da energia térmica no PAYBACK

Relativamente ao *Payback*, e tendo em conta as variações observadas para o VAL dos diferentes projetos, observa-se que sofre uma redução bastante significativa no sistema ORC. Nos restantes sistemas essa variação não é tão significativa.

5.4. Análise dos diversos impactos da implementação de uma central de valorização de biogás

Durante a revisão de literatura procurou-se levantar dados relacionados à produção de dejetos, de biogás, de energia elétrica e de contaminantes ambientais com objetivo de se chegar a valores médios de produção por bovino.

5.4.1. Análise ambiental

Das propriedades visitadas, todas já possuem fossa, tendo em vista que são grandes produtores, que fornecem para grandes empresas do setor, e já receberam orientações nesse sentido pelo Ministério da Agricultura e estão sujeitos à fiscalização do órgão ambiental. A fossa já reduz significativamente a introdução de

Análise dos diversos impactos da implementação de uma central de valorização de biogás

nutriente para os cursos de água, excepto naqueles casos em que as fossas estão à mercê de condições ambientais adversas, como cheias ou chuvas intensas. Tendo em vista que nem todas elas são a céu aberto, este risco não é evidente, embora não se possa mensurar o seu efeito. A situação é diferente nos casos dos produtores individuais. Como neste caso os animais são criados soltos, os dejetos são lançados diretamente no solo, sendo que, neste caso, a contaminação do solo e da água é evidente. Como a quantidade de bovinos nos produtores individuais no seu todo é muito maior do que nos oito maiores produtores, maior atenção, no que diz respeito ao saneamento ambiental, deve ser dedicada aos mesmos. Este trabalho deixa o alerta para este facto, mas dado a orientação do mesmo, não será abordada a situação de outras propriedades a não ser as que contribuem para os cenários aqui propostos.

Na literatura pesquisada não foram encontrados dados precisos sobre a quantidade de NQO existente nos dejetos de bovinos. Existem alguns valores estimados por vários autores, porém a diferença significativa entre um autor e outro não permite assumir qualquer valor como referência (Exemplo: Kg de DBO/m³ de dejetos afluente em um biodigestor: 0,84 segundo (Campos, 2005) Kg de NQO/m³ de dejetos afluente em um biodigestor: 25,65 segundo (Campos, 2004). Assim, resolveu-se fazer uma estimativa indireta da redução da NQO. Segundo (Galikin et al, 2009), “Considera-se que cada grama de NQO consumido corresponde à produção de 0,25 litros de metano, à temperatura e pressão normais.”. Sabendo ainda que um biodigestor remove cerca de 80% da NQO, conhecido o volume de biogás, portanto de metano, é possível estimar a quantidade de NQO existente nos dejetos. Primeiramente faz-se esta estimativa para os oito maiores produtores e, em seguida, para a central considerada. A Tabela 20 mostra estes resultados.

Tabela 5.29 Estimativa da redução de NQO pelo uso de biodigestor

Descrição	Unidade	Oito maiores produtores	Central
Quantidade de bovinos	unidade	1.027	1.027
Estimativa do volume de biogás produzido	m ³ /dia	1.007	856
Quantidade de metano contida no biogás (55,6 a 74,3%)	m ³ /dia	571 a 763	476 a 636
Quantidade de metano produzida por kg consumido de NQO	m ³ /kg NQO	0,25	0,25
Quantidade de NQO que produz metano	kg/dia	2.284 a 3.052	1.904 a 2.544
Quantidade de NQO considerando redução de 80% da NQO no biodigestor	kg/dia	2.855 a 3.815	2.380 a 3.180

Os demais nutrientes são calculados a partir do volume de dejetos. Portanto, considerando o volume de dejetos por animal da Tabela 5.1, chega-se aos seguintes dados:

Tabela 5.30 Estimativa da quantidade de contaminantes produzidos pela produção de bovinos

Descrição	Unidade	Oito maiores produtores	Central
Quantidade de bovinos	unidade	1.027	1.027
Estimativa do volume de dejetos produzido	m ³ /dia	51	44
Quantidade de fósforo (P ₂ O ₅)	kg/dia	118	100
Quantidade de nitrogénio total (N _{tot})	kg/dia	171	145
Quantidade de potássio (K ₂ O)	kg/dia	97	82

5.4.2. Gases de efeito de estufa

A quantidade de gases de efeito estufa emitidos pelas propriedades de produção de leite é calculada a partir do valor estimado de CO₂ por animal por ano, calculada a partir dos dados da literatura pesquisada. Para o caso dos oito maiores produtores de leite do núcleo de Penso, a recuperação de carbono propiciado pela instalação de biodigestores será o maior ganho ambiental, tendo em vista que as fossas a céu aberto instaladas hoje em todas as oito propriedades estudadas protegem os cursos de água até certo ponto, mas não impedem o lançamento de gases derivados da decomposição dos dejetos.

Na Tabela 5.31 observa-se a estimativa da produção equivalente de carbono por bovino considerando os dados da população bovina apresentada no capítulo anterior. Para o cálculo das emissões utilizou-se o valor de 0,36 tCO₂/animal/ano.

No que respeita existe outro fator que contribui para a redução da emissão de GEE, que passa pela diminuição da produção de energia elétrica nas centrais convencionais. Os resultados gerais observam-se na Tabela 5.31.

Tabela 5.31 Estimativa da redução da emissão dos gases de efeito de estufa

Descrição	Unidade	Total
CO ₂ equivalente por animal	ton CO ₂ e/animal ano	0,36
Quantidade de animais	Unidade	1.027
CO ₂ equivalente	ton CO ₂ e/ano	370

5.4.3. Análise da produção de biofertilizante

Conforme foi visto na revisão de literatura, as lamas efluentes do biodigestor, após passar por uma câmara de decantação, pode ser utilizado como biofertilizante. Os nutrientes contidos nesta lama são os mesmos necessários para a fertilização agrícola: nitrogénio, fósforo e potássio (NPK). Com base na quantidade de nitrogénio existente na lama, pode-se fazer uma estimativa da área de plantação a ser coberta pela produção deste biofertilizante.

A Tabela 5.32 mostra a quantidade de bovinos necessária, em regime de produção de leite, para gerar fertilizante para 1 hectare de terreno. Esta quantidade varia de acordo com o tipo do solo e a cultura, mas utilizou-se como referência os valores fornecidos por (Moreira, 2003) de 160Kg de Nitrogénio/hectare, De seguida observam-se os resultados alcançados.

Os valores calculados e constantes da Tabela 5.32 devem servir apenas como referência e reflexão, tendo em vista a dificuldade de confinamento dos animais na agricultura familiar, bem como as dificuldades logísticas de transporte dos dejetos para um biodigestor. Uma possível solução seria a criação de uma cooperativa entre os agricultores familiares para a criação dos animais num único local, uma espécie de condomínio de bovinos para produção de leite, a ser administrado com um custo partilhado proporcionalmente ao número de animais.

Tabela 5.32 Estimativa do biofertilizante produzido pelos dejetos

Descrição	Unidade	Total
Quantidade de animais	Unidade	1.027
Quantidade de animais necessária para produzir nitrogénio para suprimir as necessidades de um hectare de solo	Unidade	19,00
Área suprimida com biofertilizante	hectare	54

Cada produtor, desta forma, contribuiria para a cobertura dos custos de criação proporcionalmente ao número de cabeças que o próprio teria neste condomínio, bem como se beneficiaria dos resultados de uma eventual produção de biogás também proporcionalmente. Um aspeto importante a ser observado é que a aplicação da lama efluente do biodigestor na agricultura é mais complicada e mais dispendiosa do que a aplicação de fertilizantes artificiais. Este custo adicional deve ser considerado nos cálculos de viabilidade económica. A maior parte da composição do dejetos de bovino, como já foi visto, é água, que tem um peso específico alto, portanto, dificulta e encarece o transporte. Há várias técnicas que podem ser utilizadas para redução da quantidade de água do efluente do biodigestor, ou seja, para aumento da sua densidade, considerando que a densidade do efluente é proporcional à quantidade de sólidos totais existentes, constituído por sólidos voláteis e sólidos fixos. Uma parte significativa dos sólidos voláteis foi eliminada no biodigestor,

transformando-se em biogás, permanecendo os sólidos fixos que não são alterados pela digestão anaeróbica. As técnicas recomendadas neste caso, consistem na utilização de processos naturais de desaguamento, pois o custo é bem menor. Os processos naturais são lagos de secagem. (Andreoli et al, 2001) relacionam uma série de vantagens do uso desta técnica. Embora estes trabalhos se refiram a estações de tratamento de esgotos, a analogia para os dejetos de bovino parece ser válida. Entre as vantagens destaca-se a redução do custo de transporte, a melhoria das condições de manuseamento e redução do volume para colocação na agricultura. Segundo estes autores "... a ligação da água aos sólidos nas lamas deve-se a forças intermoleculares de diferentes tipos, distribuindo-se em quatro classes distintas, de acordo com a facilidade de separação:" água livre; adsorvida, capilar ou celular. A água retirada nos leitos de secagem é a água livre, por simples ação gravitacional. Um lama que passe de 2% de ST para 5% de ST ainda permanece fluído, mas sofre uma redução de até 60% do seu volume. Sugere-se, assim, a construção de lagos de secagem para receber o efluente do biodigestor antes de ser conduzido às áreas de plantação.

5.5. Discussão de resultados

Estudos anteriores, conduzidos por exemplo por (Teixeira, 2011), comprovaram a viabilidade técnica e operacional do uso de biogás na produção distribuída de energia elétrica e térmica. Questões antes consideradas grandes empecilhos para a adoção do biogás como fonte de eletricidade foram superadas graças ao avanço das tecnologias de micro e minigeração e distribuição de energia. Porém, a viabilidade económico-financeira ainda era posta em dúvida. Esta questão foi o motivador para a realização deste trabalho. Todos os diferenciais económicos e financeiros apresentados (VAL, TIR, Retorno Financeiro) neste capítulo permitem afirmar com segurança que o uso de biogás como fonte de eletricidade é economicamente e financeiramente viável. Os cenários analisados apresentam hoje condições propícias para uma operação de produção sustentável do ponto de vista económico.

O investimento inicial é aparentemente caro em relação ao poder financeiro da maioria dos produtores. Porém, como é possível obter subprodutos deste processo, como o biofertilizante e o biogás para conversão em energia elétrica e térmica, o produtor passa a ter uma perspectiva económica mais favorável. O aproveitamento da energia produzida origina benefícios tanto pelo consumo evitado, quanto pela sua venda. Esta receita proporciona acumulação de capital aos produtores de leite facto que permite investimentos na produção com consequentes ganhos de competitividade do setor. Além dos impactos económicos, a utilização do biogás tem impactos técnicos, ambientais e sociais. No campo técnico, a produção distribuída de energia elétrica baseada no biogás de bovinicultura além de suprir a energia localmente, possuem condições próprias para desempenhar um papel importante para o conjunto do SEN, até mesmo quando não são despachadas, pois aumentam as reservas de potência junto a essas cargas; por conseguinte, reduzem os riscos de instabilidade e aumentam a fiabilidade do suprimento.

Já na dimensão ambiental, os benefícios são patentes. Conforme enfatizado, os dejetos oriundos da criação de bovinos para produção de leite são um grave

problema para qualquer propriedade. Ao utilizá-los como fonte energética, evita-se a emissão dos mesmos no solo e na água. Quando em decomposição, os dejetos emitem metano e gás carbónico, agentes contribuintes para o agravamento do aquecimento global. O emprego de biodigestores, com o consequente controlo da digestão anaeróbica, produz o biogás que é queimado no grupo gerador. Com isso, o metano produzido não é lançado na atmosfera. Em tempos de necessidades energéticas elevadas, criar fontes renováveis é imprescindível para manutenção de um modelo de desenvolvimento sustentável. O biogás atende esta premissa, pois, conforme apresentado, o mesmo é renovável, e a sua transformação em energia elétrica evita a construção de novas fontes de energia não renováveis. A promoção do biogás apresenta impactos socioeconómicos positivos porque produz um benefício para o setor da agricultura e estimula a indústria de bens de capital, tendo em vista que os equipamentos que são utilizados na instalação podem ser produtos de origem nacional.

Os benefícios do biogás associados à estrutura e à conjuntura atual são extremamente favoráveis à inserção da bioeletricidade no setor elétrico nacional. Abrem uma janela de oportunidade única para a inserção da bioenergia em larga escala na matriz elétrica portuguesa. Porém, verifica-se uma atitude ainda conservadora por parte do setor justificada nos últimos anos por uma série de entraves à promoção do biogás, entre os quais, a instabilidade regulatória, a falta de estrutura de apoio aos produtores de leite, bem como a própria estabilidade do país. Apesar de haver marco regulatório sobre produção distribuída de energia elétrica, há necessidade de se aperfeiçoar normas reguladoras e tarifas da modalidade. Esta necessidade ficou evidente no momento da construção do cenário no qual era prevista venda de energia elétrica à rede elétrica nacional. Por não haver uma tarifa apelativa, os cenários de venda da energia à rede são em tudo menos benéficos para um produtor de leite que quer sobreviver e manter níveis de competitividade em relação ao mercado.

As fontes de energia alternativa possuem um custo específico superior às fontes convencionais de energia. Logo, a produção de energia renovável necessita de políticas públicas para a sua inserção a curto e médio prazo até que no longo prazo a difusão tecnológica e o carácter decrescente da curva de aprendizagem as tornem competitivas em relação à produção convencional. Esforços governamentais através de políticas públicas, apoio técnico e linhas de financiamento poderiam criar as condições necessárias para adoção em larga escala deste tipo de geração nas pequenas propriedades. Países com a Suíça, Alemanha e Austrália instituíram procedimentos legais que incentivam a comercialização da energia proveniente da produção distribuída com base no biogás. As concessionárias que compram a energia recebem em troca benefícios fiscais. Já os produtores garantem uma fonte de rendimento adicional ao seu negócio principal. E o governo ganha através da solução de um grave problema ambiental através do tratamento de dejetos, consolida mais uma fonte de energia limpa e segura, e o setor de agricultura, problemático nos países europeus, ganha mais competitividade.

Empresas do setor elétrico também podem contribuir de maneira relevante para o desenvolvimento do sistema. Oferecer condições e regras claras para a aquisição de

energia elétrica produzida nas propriedades impulsionaria a adoção deste tipo de aproveitamento, principalmente nas grandes propriedades, detentores de capital para investimento. Propõe-se, então, que seja criado um programa nacional de produção de energia elétrica a partir das propriedades dos produtores de leite. Por exemplo, no Brasil, foi criado um programa, mais abrangente, para produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

Outro ponto, este mais virado para as emissões de GEE, são os créditos de carbono, ou seja, a tributação dos mesmos. A indefinição hoje existente neste campo prejudica gravemente os incentivos à valorização do biogás nestas propriedades.

6. Conclusão

6.1. Análises Conclusivas

Os resultados aqui alcançados demonstram que o investimento em produção distribuída a partir de dejetos animais ainda é uma questão em aberto, sem respostas claras e seguras. Há que se desenvolver muito estudo sobre o tema para se chegar a respostas mais precisas. O que se pode concluir é que, nas condições em que estes oito produtores do núcleo de Penso se encontram, o investimento em biodigestores e grupos geradores é viável, do ponto de vista da análise estritamente financeira, mesmo não havendo uma política de incentivos mais alargada.

Os ganhos destes empreendimentos, entretanto, vão muito além dos benefícios financeiros. São ganhos ambientais pela melhoria do ambiente das propriedades, pela redução da emissão de gases de efeito estufa, pela melhoria da qualidade da água e pela produção de emprego. Nestes oito maiores produtores de bovinos do núcleo de Penso, o potencial de redução de hidrocontaminantes é significativo pelo uso de biodigestores: os 1.007 bovinos (cabeças normais) nestas propriedades geram 44m³ de dejetos por dia que representam 2,4 mil a 3,1 mil kg diários de NQO, 100kg diários de fósforo, 145kg diários de nitrogénio total e 82kg diários de potássio. Produzem 370 toneladas equivalentes de CO₂ por ano que contribui para o fenômeno do aquecimento global. O biofertilizante produzido pelos biodigestores nestes oito maiores produtores de bovinos podem suprimir a uma área de lavoura em torno de 54 hectares, reduzindo assim o uso de fertilizantes artificiais, melhorando por consequência a qualidade alimentar e a qualidade do solo e da água. Esta prática, entretanto, já se verifica pelo uso de fossas nestas propriedades.

Do ponto de vista energético, a energia potencial a ser produzida pelos grupos geradores nos oito maiores produtores, 627MWh/mês, pode suprimir 4,97% do

consumo industrial do município de Braga, que foi em 2009 de 151.410 MWh. Isso representa redução da necessidade para grandes obras de produção centralizada de energia elétrica e, portanto, redução de seus respectivos impactos. Entretanto, a produção distribuída não pode ser vista como substituta do sistema atual de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica instalado no país, mas como complemento deste, que reduz as pressões para a construção de novos empreendimentos centralizados. Além disso, os fracos incentivos e restrições ambientais impostas pela atual legislação dificultam a proposição de projetos de pequeno porte como é o caso da produção de leite, no concelho de Braga.

Das soluções existentes, identificaram-se duas tecnologias de cogeração que possibilitam a utilização desta fonte renovável, sendo elas a turbina/motor a gás e o sistema ORC. Relativamente à avaliação económica, esta teve em conta a nova legislação sobre as instalações de minigeração, dando especial atenção aos valores da remuneração de energia elétrica, dado que no caso de estudo a venda de energia térmica seria em parte para consumo na instalação e apenas uma parte seria para venda. Os resultados da avaliação económica da aplicação do sistema de cogeração mostram que a viabilidade económica é garantida para as condições de base admitidas, resultando num VAL positivo para ambas as soluções tecnológicas consideradas (turbina e motor a gás). No caso do sistema ORC o cenário é bastante diferente, mas mesmo assim apresenta resultados atrativos do ponto de vista económico.

Estes resultados são consequência dos elevados custos de investimento dos sistemas de ORC ao contrário dos sistemas de cogeração atuais, que devido à evolução da tecnologia, têm visto o seu preço (equipamento) diminuir consideravelmente. Apesar das duas tecnologias apresentarem viabilidade económica para o cenário base, é o sistema de cogeração que apresenta menores custos de investimento e consequentemente apresenta um cenário bastante mais atrativo do ponto de vista económico. Assim, o custo de investimento no sistema turbina a gás é de 4.101,02€/kW_e, no sistema de motor a gás os custos de investimento localizam-se nos 3.348,47€/kW_e e enquanto no sistema ORC são de 6.487,25€/kW.

Para além das diferentes temperaturas e pressões de operação que resultam em diferentes custos dos equipamentos, as diferenças nos custos totais também poderiam à primeira vista ser justificadas pelas diferentes potências elétricas dimensionadas para cada uma das tecnologias. Mas como se observou no dimensionamento dos diferentes equipamentos (a potência elétrica dimensionada no sistema ORC é de 42kW, no sistema de turbina a gás essa potência corresponde a 51kW e por fim no motor a gás essa potência é de 59kW) não é o caso neste trabalho. Uma das principais conclusões deste trabalho surge no seguimento destes custos específicos, dado que demonstra que as unidades ORC estão ainda numa fase inicial no nosso país, o que faz com que os custos de aquisição de uma unidade deste tipo sejam bastante mais elevados quando comparados com as tecnologias de cogeração, bastante difundidas no nosso mercado, e já bastante aplicadas em diversos aproveitamentos renováveis, como é a biomassa.

Outra das razões para se ter considerado três equipamentos com características bastante diferentes, nomeadamente ao nível da produção elétrica e térmica, foi para

se determinar quais os fatores que terão uma importância elevada neste tipo de projeto e que podem levar ou não à viabilidade económica deste tipo de projeto. Para ambas as soluções tecnológicas a análise de proveitos incidiu sobre os seguintes parâmetros: a remuneração da energia elétrica e a remuneração da energia térmica, dado que o tempo de funcionamento considerado é igual para todos os projetos.

No que diz respeito à remuneração da energia elétrica verificou-se que tem influência em todas as soluções, mas principalmente na tecnologia de motor a gás, dado que é o equipamento com maior potência elétrica. A unidade de ORC é a que menos depende da remuneração da energia elétrica, dado que o seu maior *output* é a energia térmica. Situação semelhante verifica-se com a remuneração da energia térmica, com a particularidade de para valores de remuneração da energia térmica elevados, o sistema ORC se tornar muito atrativo economicamente. No entanto, é pouco provável que se consiga valores de remuneração térmica tão elevados quanto necessário para esse cenário ser possível, nomeadamente quando comparado com o valor atualmente praticado nas indústrias tipo, 1c€/kWh. Conclui-se que as soluções convencionais apresentadas dependem principalmente da remuneração da energia elétrica, enquanto o sistema ORC depende principalmente da tarifa da energia térmica. Relativamente à remuneração da energia elétrica existe ainda alguma incerteza sobre o seu valor exato, dado que o Ministério da Economia ainda não publicou todos os termos que constituem a respetiva tarifa.

Sendo uma instalação de produção termodinâmica sequencial de duas ou mais formas de energia a partir de uma única fonte de energia primária, que serão consumidas na própria instalação ou por terceiros, é considerada uma instalação de cogeração, mas devido as restrições e dúvidas da evolução política e económica a análise económica não foi estudada no contexto de cogeração. Sendo uma instalação de cogeração de baixa potência e podendo ser considerada minigeração foi esse a escolha feita por ser economicamente mais favorável.

A solução para os pequenos produtores de uma região será a união dos mesmos para conseguirem obter indicadores superiores ao individuais, ou seja, aumentar consideravelmente os dejetos disponíveis de forma a aumentar a eficiência na produção direta de biogás.

Fica demonstrado também a importância no tratamento controlado dos dejetos animais em termos ambientais, dada a capacidade de redução da emissão de metano e dióxido de carbono para a atmosfera, resultando assim num menor impacto ambiental no ciclo de vida da produção de um litro de leite. Ao nível dos lençóis de água fica assim assegurada a sua não contaminação, dado que os dejetos se encontram contidos num local fechado e após o tratamento poderão ser despejados nos terrenos agrícolas sem qualquer perigo para a saúde pública.

Este trabalho não tem a pretensão de ser conclusivo em relação à viabilidade ou não da implantação de sistemas de valorização de biogás e consequente produção distribuída de energia a partir de dejetos de bovinos no núcleo de Penso. O que ele deixa claro é que os cálculos teóricos baseados em valores reais de certos parâmetros são favoráveis e que uma eventual análise para a sua implantação deve considerar todos os ganhos, ganhos ambientais e económicos no âmbito do desenvolvimento

local. A produção de emprego e a necessária mão-de-obra qualificada resultantes da implantação de tais empreendimentos são questões a serem consideradas no âmbito da gestão pública local ou regional e podem produzir políticas de incentivo para tais investimentos privados.

Embora ainda incipiente, como demonstrado pelos resultados deste estudo, a produção distribuída de energia é uma opção real para se criar condições para o desenvolvimento local sustentável, promovendo soluções ambientalmente saudáveis, socialmente justas e economicamente viáveis. A produção distribuída de energia não deve ser vista, entretanto, como a solução milagrosa para o problema do abastecimento de energia, mas, motivada pelo impactos ambiental e social, como um complemento à produção centralizada e como alternativa para reduzir a pressão sobre os sistemas centralizados tradicionais e seus respectivos impactos.

6.2. Trabalhos Futuros

Os resultados deste trabalho deixam claro que a análise estritamente financeira desconsidera alguns fatores importantes para o contexto local. Sugere-se a realização de um estudo que aborde tais empreendimentos do ponto de vista económico local (e não somente financeiro), considerando a criação de emprego, a necessidade de mão-de-obra qualificada, a melhoria das condições do campo, a independência local em termos de produção de energia e os benefícios ambientais.

Neste trabalho foi sugerida uma metodologia simplificada para projetar uma instalação individual e central de valorização de biogás e ainda para definir a localização do grupo gerador considerando um núcleo de produção de energia elétrica. Um cálculo mais preciso desta localização poderia ser feito a partir do levantamento dos custos inerentes a este tipo de projeto, como o custo do transporte dos dejetos e o custo do terreno escolhido para a implementação de uma central de valorização de biogás.

Trabalhos futuros poderiam detalhar os estudos de viabilidade financeira de outros produtores de menor dimensão que se liguem à central de produção de energia distribuída. O método adotado aqui limitou-se a estudar os efeitos desta interligação para os maiores produtores do núcleo (cenário II), mas não investigou a situação de cada produtor menor que poderá fornecer os seus dejetos (cenário III).

Uma possibilidade de considerar o impacto da emissão dos gases nas análises financeiras seria tentar valorizar financeiramente tais impactos e incluir os resultados nos parâmetros económicos. A lógica por detrás desta proposição é que os impactos causados pela emissão dos gases são externalidades que mais cedo ou mais tarde resultará em custos para a sua redução, eliminação ou mitigação. O mesmo poderia ser feito para a contaminação hídrica.

Uma contribuição significativa seria fazer a complementação deste trabalho com dados de suínos e aves, pois este trabalho restringiu-se à análise dos dejetos de bovinos.

Referências Bibliográficas

AHRING, ANGELIDAKI, 1997, *"Monitoring and controlling the biogas process. In: Proceedings of the Eighth International Conference on Anaerobic Digestion"*, vol. 1, p. 40-50, 1997;

Amaral et al, 2004, "Biodigestão anaeróbia de dejetos de bovinos leiteiros submetidos a diferentes tempos de retenção hidráulica", Ciência Rural, Santa Maria, Brasil;

Angelino, G., Gaia, M., and Macchi, E., 1984, *"ORC-HP-Technology: Working fluids problems"*, Review of Italian activity in the field of Organic Rankine Cycles;

Azevedo, J., 2001. *"Apontamentos sobre Cogeração"*, Departamento de Engenharia Mecânica, Instituto Superior Técnico, Lisboa;

Balsam, 2002, *"Anaerobic digestion of animal wastes: factors to consider. Appropriate Technology Transfer for Rural Areas"*, U.S. Department of Agriculture;

Brandão, S. S., 2004. *"Produção e Planeamento de Energia Elétrica"*, Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. Universidade de Coimbra;

Campos, 2004, *"Análise energética de biodigestores tubulares usando dejetos de suínos"*, Congresso Internacional sobre Geração Distribuída e Energia no Meio Rural. Campinas : NIPE/SBEA/UNICAMP, 2004. v. 1. p. 1-6;

Campos, 2005, "*Avaliação do potencial de produção de biogás e da eficiência de tratamento do reator anaeróbico de manta de lodo (UASB) alimentado com dejetos de suínos*", Ciências agrícolas., Lavras, v.29, n. 4, p. 848-856, jul/ago;

Capstone Turbine Corporation, 2006, online, <http://www.capstoneturbine.com/company/leadership.asp>, acesso em junho de 2011;

Caseiro, J., 2005, "*Aproveitamento de Biogás. Legislação, Tecnologias e Casos Práticos. ETAR de Ponte das Mestras*" - Leiria, Comunicação apresentada no Seminário sobre Aplicação em Portugal e na União Europeia das Diretivas Incidentes no Ciclo Urbano da Água, Universidade da Beira Interior, Covilhã, 19 a 21 de Setembro de 2005;

COGEN, 2001, A guide to cogeneration;

COLDEBELLA, 2006, "*Viabilidade do uso do biogás da bovinicultura e suinocultura para geração de energia elétrica e irrigação em propriedades rurais*", Dissertação do curso de mestrado em Engenharia Agrícola da Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Brasil;

Deganutti, R.; Palhaci, M. C. J. P.; Rossi, M.; Tavares, R; Santos, C., 2001, "*Biodigestores rurais: modelos indiano, chinês e batelada*";

Educogen, 2001, "*EDUCOGEN. An educational tool for cogeneration*";

Esquivel et al, 2002, "Important features of the introduction of biodigesters in small scale dairy farms", Livestock Research for Rural Development, v.14 , n.3;

Eurostat - <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home>, acesso em Junho de 2011;

Estadão, 2011, "*Biodigestores na agropecuária*", online, www.estadao.com.br, acesso a Março de 2012;

Falcini, Primo. "*Avaliação Económica de Empresas - técnica e prática*", 2 ed. São Paulo: Atlas, 1995;

Ferreira, L., "*Valorização dos chorumes suínícolas por co-digestão anaeróbia - a solução centralizada de produção de biogás*", Tese de Mestrado em Tecnologia

Alimentar, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 2002;

Freitas, M. R., 2007, "*Avaliação do potencial energético dos resíduos sólidos dos lagares do Alentejo*", Tese de mestrado em Olivicultura, Azeite e Azeitona de Mesa, Instituto Superior de Agronomia;

Galikin, 2009, "*Agroenergia da biomassa residual: perspectivas energéticas, socioeconómicas e ambientais*" Foz do Iguaçu/Brasília, Itaipu Binacional, Organização das Nações Unidas para Agricultura e Alimentação;

GasNet, 2005. *Cogeração*, online, <http://www.gasnet.com.br/>. Acesso em: 2012/06/08;

Gaspar, 2003, "*Utilização de biodigestores em pequenas e médias propriedades rurais com ênfase na agregação de valor: um estudo de caso na região de Toledo-PR*", Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas, Brasil;

Generoso, 2001, "*Quantificação e caracterização de dejetos produzidos em propriedade com exploração leiteira para uso em biodigestores e reciclagem de nutrientes*", 2001. 66 p. (Trabalho apresentado para obtenção de graduação em zootecnia) - Faculdade de Ciências Agrárias e Veterinárias, Universidade Estadual Paulista, Brasil;

Gustavsson, 2000, "*Biogas technology: solution in search of its problems. A study of small-scale rural technology introduction and integration*", Departamento de estudos ecológicos, Universidade de Gotemburgo;

Henn, 2005, "*Avaliação de dois sistemas de manejo de dejetos em uma pequena propriedade produtora de suínos - condição de partida*", Tese de Mestrado em Engenharia Ambiental, Universidade Federal de Santa Catarina, 2005;

Hung, T. C., Shai, T. Y., and Wang, S. K., 1996, "A review of organic Rankine cycle (ORCs) for the recovery of low-grade waste heat", *Energy*, 22: 661 - 667;

Hung, T. C., 2000, "Waste heat recovery of organic Rankine cycle using dry fluids", *Energy Conversion and Management*, 42: 539 - 553;

INETI/ITE, 2002, "*Tecnologias de Combustão - Cogeração*", Instituto Nacional de Engenharia e Tecnologia Industrial e Instituto de Tecnologias Energéticas, Lisboa;

JASH T; BASU S., 1999, "Development of a mini-biogas digester for lighting in India", *Energy*, v.24, p. 409-411, 1999;

JENSEN e JENSEN, 2000, "*Biogas and natural gas fuel mixture for the future*", First World Conference and exhibition on biomass for energy and industry, Sevilla;

Jonsson, 2004, "Biogas upgrading and use as transport fuel", Swedish Gas Centre;

Kassam, Z., Yerushalmi, L. e Guiot, S., 2003, "*A market study on the anaerobic wastewater treatment systems*", *Water, Air, and Soil Pollution* 143, pp. 179 - 192;

Kinnunen, Lauri, 2003, "*Better Energy, Self-Sufficiency, Lower Emissions*", in *Energy in Finland 2003*, Allpress Oy, Helsinki;

Kosmadakis, G., Manolakos, D., Kyritsis, S., Papadakis, G., 2008, "*Comparative thermodynamic study of refrigerants to select the best of use in the high-temperature stage of a two-stage organic Rankine cycle for RO desalination*";

Larjola, J., 1994, "*Electricity from industrial waste heat using high-speed organic Rankine cycle (ORC)*", *Production Economics*, 41: 227-235;

Lora, E., E. Silva e M. A. R. Nascimento, 2004, "*Geração Termelétrica, Planejamento, Projeto e Operações*", Volume 2. Editora Interferência, Rio de Janeiro, Brasil;

Magalhães, 2004, "*Confecção e avaliação de um sistema de remoção do CO₂ contido no biogás*", *Acta Scientiarum Technology*, v. 26, n. 1, p. 11-19, Maringá;

Massotti, 2003, "*Viabilidade técnica e econômica do biogás ao nível de propriedade*", Epagri - Concórdia;

Moog et al, 1997, "*Promotion and utilization of polyethylene biodigester in smallhold farming systems in the Philippines*", *Livestock Research for Rural development*, v. 9, n. 2;

Moser, 1997, "*Resource potential and barriers facing the development of anaerobic digestion of animal waste in California*", (Report 500-93-039);

Teixeira, B; Nogueira, T, 2012, "*Biogas for energy production in agricultural facilities*", 1st International Conference On Energy, Environment and Sustainability, Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto;

Obernberger, I., P. Thonhofer, E. Reisenhofer, 2002, "*BiosBioenergiesystem*", Graz, Áustria, online, <http://bios-bionergy.at>. Acesso em: 2012/05/10;

Opet CHP Technologies, "*Turbinas de contrapressão e turbinas de extração condensação*", 2000;

Ortolani et al, 2001, "*Biodigestores rurais modelos indiano, chinês e batelada*", Jaboticabal: FUNEP, 35 p.;

Perdono, 1998, "*Valorize os dejetos animais: use o biodigestor*", Embrapa Suínos e Aves. Folder;

Proter, 2006. Equipamentos, online, www.proter.pt/frames. Acesso em: junho de 2012;

Quoilin, S., Lemort, V., 2009, "Technological and Economical Survey of Organic Rankine Cycle Systems", 5th European Conference Economics and Management of Energy in Industry;

Recolast, 2006, "*Manual do biodigestor: construção e funcionamento de biodigestores com geomembranas de PVC*", online, www.recolast.com.br. Acesso em: julho de 2006;

Rodriguez, 1998, "*Integrated farming systems for efficient use of local resources*", In: Proceedings of the Internet Conference on Integrated Bio-Systems;

Roriz, L. F., 2006. "Produção de energia elétrica. Centrais de produção combinada de calor e eletricidade - Cogeração", Universidade de São Paulo, 2006;

RUBAB, S.; KANDPAL T., 1996, "*A methodology for financial evaluation of biogas technology in India using cost functions*", Biomass and Bioenergy, v.10, n.1, p. 11-23;

Santos, L., M. J. F. Silva, J. Chaveiro, 2003. "*COGERAÇÃO. Produção e Planeamento de Energia Elétrica*", Faculdade de Ciências e Tecnologias da Universidade de Coimbra, 2003;

Santos, N. O., 1998. "*Termodinâmica Aplicada às Termelétricas, Teoria e Prática*", Editora Interferência, Rio de Janeiro, Brasil;

Singh e Sooch, 2004, "*Comparative study of economics of different models of family size biogas plants for state of Punjab, India*", Energy conversion and management, n.45, p. 1329-1341;

Smith, I. K., Stosic, N., Kovacevic, A., Langson, R., 2007, "Cost Effective Small Scale ORC Systems for Power Recovery from Low Enthalpy Geothermal Resources";

Sogari, 2003, "Calculo da produção de metano por restos orgânicos", Universidade Nacional del Nordeste, Espanha;

Teixeira, 2011, "*Análise da Viabilidade Económica de uma Central de Miro-Cogeração no Setor da Agropecuária*", Dissertação de Mestrado, Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto; 28 de julho de 2011;

UTAD, 2007, "Sistemas Leiteiros Sustentáveis e Amigos do Ambiente no Espaço Atlântico", Vila do Conde, 25 Jan 2007;

Wade, 2011, online, www.localpower.org, acesso em março de 2012;

Walsh et al, 1988, "*Handbook on biogas utilization*", U.S Department of Energy, Alabama;

Writgh, 2001, "*Overview of Anaerobic Digestion Systems for Dairy Farms, Natural Resource*", Agriculture and Engineering Service (NRAES-143);

Zanette, A., 2009, "Potencial de Aproveitamento Energético do Biogás no Brasil", Dissertação de Mestrado em Planeamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009;

Zicari, 2003, "*Removal Of Hydrogen Sulfide From Biogas*", 115 p. Dissertação de Mestrado, Faculty of the Graduate School, Cornell University. Wyoming.

- Decretos-Lei

Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de Maio, Diário da Republica nº 123/88 - I Serie, Lisboa

Decreto-Lei nº 186/95, de 27 de Julho, Diário da Republica nº 172/95 - I Serie-A, Lisboa

Decreto-Lei nº 239/97, de 9 de Setembro, Diário da Republica nº 208/97 - I Serie-A, Ministério do Ambiente, Lisboa

Decreto-Lei nº 273/98, de 2 de Setembro, Diário da República nº 198/98 - I Série-A, Ministério do Ambiente, Lisboa

Decreto-Lei nº 538/99, de 13 de Dezembro, Diário da República nº 288/99 - I Série, Ministério da Economia, Lisboa

Decreto-Lei nº 69/2000, de 3 de Maio, Diário da República nº 102/2000 - I Série, Ministério do Ambiente e do Ordenamento do Território, Lisboa

Decreto-Lei nº 292/2000, de 14 de Novembro, Diário da República nº 263/2000 - I Série, Ministério do Ambiente e do Ordenamento do Território, Lisboa

Decreto-Lei nº 312/2001, de 10 de Dezembro, Diário da República nº 284/2001 - I Série-A, Ministério da Economia, Lisboa

Decreto-Lei nº 202/2005, de 24 de Novembro, Diário da República nº 226/2005 - I Série-A, Ministério da Agricultura, Lisboa

Decreto-Lei nº 118/2006, de 21 de Junho, Diário da República nº 118/2006 - I Série-A, Ministérios do Ambiente, do Ordenamento do Território e do Desenvolvimento Regional, Lisboa

Decreto-Lei nº 23/2010, de 25 de Março, Diário da República nº 59/2010 - I Série, Ministério da Economia e da Inovação, Lisboa

Lei n.º 19/2010, de 23 de Agosto, Diário da República nº 163/2010 - I Série, Lisboa

- Portarias

Portaria n.º 286/93, de 12 de Março, Diário da República nº 60/1993 - I Série, Ministérios da Indústria e Energia e do Ambiente e Recursos Naturais, Lisboa

Portaria n.º 1058/94, de 2 de Dezembro, Diário da República nº 278/1994 - I Série, Ministérios da Indústria e Energia e do Ambiente e Recursos Naturais, Lisboa

- Diretivas

Diretiva 2004/08/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de Fevereiro;

Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril de 2009;

Anexos

Anexo 1 - Tabelas explicativas dos cenários individuais

Cenário A 1

Descrição	Anos											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Proveitos												
Auto-Consumo	7.013	7.224	7.440	7.663	7.893	8.130	8.374	8.625	8.884	9.151		
Fertilizante	631	650	669	690	710	732	754	776	799	823		
Total de proveitos	7.644	7.873	8.110	8.353	8.604	8.862	9.128	9.401	9.683	9.974		
Custos												
Investimento Equipamentos	31.042	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Operação	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040		
Manuseio	966	995	1.025	1.056	1.088	1.120	1.154	1.188	1.224	1.261		
Total de custos	33.048	2.035	2.065	2.096	2.128	2.160	2.194	2.228	2.264	2.301		
Free Cash Flow	-25.404	5.838	6.045	6.257	6.476	6.701	6.934	7.173	7.419	7.673		
Cash - Flow Acumulado	-25.404	-19.566	-13.521	-7.264	-788	5.913	12.847	20.020	27.439	35.112		

Descrição	Anos											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Free Cash-Flow to Firm	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
	-25.404	5.838	6.045	6.257	6.476	6.701	6.934	7.173	7.419	7.673		
Taxa de atualização	12,95%	13,19%	13,44%	13,69%	13,95%	14,22%	14,50%	14,79%	15,08%	15,39%		
Coefficientes de atualização	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00		
Cash - Flows atualizados	-25.404	5.838	6.045	6.257	6.476	6.701	6.934	7.173	7.419	7.673		
Cash - Flows acumulados	-25.404	-19.566	-13.521	-7.264	-788	5.913	12.847	20.020	27.439	35.112		
Valor Atualizado Líquido										35.112		

Descrição	Anos											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019		
Cash - Flows actualizados	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
	-25.404,0	5.838,2	6.044,5	6.257,1	6.476,0	6.701,5	6.933,7	7.172,9	7.419,3	7.673,1		
Taxa interna de Rentabilidade(TIR)			-38%	-15%	-1%	7%	13%	16%	19%	21%		
TIR										21%		

Descrição	Anos											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019		
Cash - Flows	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
	-25.404,00	5.838,19	6.044,54	6.257,07	6.475,98	6.701,46	6.933,71	7.172,92	7.419,31	7.673,09		
Cash - Flows acumulados	-25.404,00	-19.565,81	-13.521,27	-7.264,20	-788,22	5.913,24	12.846,95	20.019,87	27.439,17	35.112,26		
	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO							
Período de recuperação de capital	5 anos											
	1 meses											

Cenário A 2

Descrição	Anos											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Proveitos												
Decreto-Lei 31/2011	6.429	6.429	6.429	6.429	6.429	6.429	6.429	6.429	6.429	6.429		
Fertilizante	1.905	1.962	2.021	2.082	2.144	2.209	2.275	2.343	2.413	2.486		
Total de proveitos	8.334	8.391	8.450	8.511	8.573	8.637	8.704	8.772	8.842	8.915		
Custos												
Investimento Equipamentos	31.042	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Operação	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040		
Manuseio	966	995	1.025	1.056	1.088	1.120	1.154	1.188	1.224	1.261		
Total de custos	33.048	2.035	2.065	2.096	2.128	2.160	2.194	2.228	2.264	2.301		
Free Cash Flow	-24.714	6.356	6.385	6.415	6.445	6.477	6.510	6.543	6.578	6.614		
Cash - Flow Acumulado	-24.714	-18.359	-11.974	-5.559	886	7.363	13.873	20.416	26.995	33.608		

Descrição	Taxa e VAL	Anos										
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Free Cash-Flow to Firm		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		-24.714	6.356	6.385	6.415	6.445	6.477	6.510	6.543	6.578	6.614	
Taxa de atualização		12,95%	13,19%	13,44%	13,69%	13,95%	14,22%	14,50%	14,79%	15,08%	15,39%	
Coefficientes de atualização		1,00	1,13	1,28	1,46	1,66	1,90	2,18	2,50	2,87	3,32	
Cash - Flows atualizados		-24.714	5.615	4.973	4.394	3.875	3.409	2.992	2.620	2.289	1.994	
Cash - Flows acumulados		-24.714	-19.099	-14.127	-9.732	-5.858	-2.449	543	3.163	5.452	7.446	
Valor Atualizado Líquido											7.446	

Descrição	TIR	Anos										
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Cash - Flows actualizados		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		-24.714,3	5.615,1	4.972,6	4.394,2	3.874,6	3.408,8	2.992,1	2.620,0	2.288,7	1.994,2	
Taxa interna de Rentabilidade(TIR)		#NÚM!	#NÚM!	-42%	-22%	-11%	-4%	1%	4%	6%	7%	
TIR				7%								

Descrição	Taxas	Anos									
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Cash - Flows		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
		-24.714,28	5.615,10	4.972,56	4.394,19	3.874,61	3.408,79	2.992,06	2.620,04	2.288,68	1.994,22
Cash - Flows acumulados		-24.714,28	-19.099,18	-14.126,62	-9.732,43	-5.857,82	-2.449,03	543,02	3.163,06	5.451,74	7.445,96
Período de recuperação de capital		FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	2,18	14,49	28,58	44,81
		6 anos									
		10 meses									

Cenário B 1

[illegible]145

Cenário B 2

Descrição	Anos											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Provetos												
Auto-Consumo	24.694	24.694	24.694	24.694	24.694	24.694	24.694	24.694	24.694	24.694		
Fertilizante	5.629	5.798	5.972	6.151	6.336	6.526	6.722	6.924	7.131	7.345		
Total de provetos	30.324	30.493	30.666	30.846	31.030	31.220	31.416	31.618	31.825	32.039		
Custos												
Investimento Equipamentos	67.910	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Operação	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040		
Manuseio	1.753	1.806	1.860	1.916	1.973	2.032	2.093	2.156	2.221	2.288		
Total de custos	70.704	2.846	2.900	2.956	3.013	3.072	3.133	3.196	3.261	3.328		
Free Cash Flow	-40.380	27.647	27.767	27.890	28.017	28.148	28.283	28.422	28.565	28.712		
Cash - Flow Acumulado	-40.380	-12.733	15.033	42.923	70.940	99.088	127.371	155.792	184.357	213.069		

Descrição	Taxa e VAL	Anos										
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Free Cash-Flow to Firm	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
		-40.380	27.647	27.767	27.890	28.017	28.148	28.283	28.422	28.565	28.712	
Taxa de atualização		12,95%	13,19%	13,44%	13,69%	13,95%	14,22%	14,50%	14,79%	15,08%	15,39%	
Coefficientes de atualização		1,00	1,13	1,28	1,46	1,66	1,90	2,18	2,50	2,87	3,32	
Cash - Flows atualizados		-40.380	24.425	21.625	19.105	16.842	14.814	12.999	11.380	9.938	8.657	
Cash - Flows acumulados		-40.380	-15.955	5.670	24.776	41.618	56.431	69.431	80.811	90.750	99.407	
Valor Atualizado Líquido											99.407	

Descrição	TIR	Anos										
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Cash - Flows actualizados	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
		-40.379,9	24.425,1	21.625,1	19.105,3	16.842,2	14.813,7	12.999,4	11.380,2	9.938,4	8.657,4	
Taxa interna de Rentabilidade(TIR)		#NÚM!	-40%	9%	30%	39%	44%	46%	47%	48%	48%	
TIR											48%	

Descrição	Taxas	Anos										
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Cash - Flows	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
		-40.379,94	24.425,08	21.625,09	19.105,31	16.842,19	14.813,73	12.999,45	11.380,24	9.938,39	8.657,42	
Cash - Flows acumulados		-40.379,94	-15.954,86	5.670,23	24.775,54	41.617,73	56.431,46	69.430,91	80.811,15	90.749,54	99.406,96	
Período de recuperação de capital		FALSO	FALSO	3,15	15,56	29,65	45,71	64,09	85,21	109,57	137,79	
		2 anos										
		9 meses										

Cenário C 1

Descrição	Anos											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Proveitos												
Auto-Consumo	26.634	27.433	28.256	29.104	29.977	30.877	31.803	32.757	33.740	34.752		
Fertilizante	6.679	6.879	7.086	7.298	7.517	7.743	7.975	8.214	8.461	8.715		
Total de proveitos	33.313	34.313	35.342	36.402	37.494	38.619	39.778	40.971	42.200	43.466		
Custos												
Investimento Equipamentos	73.697	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Operação	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040		
Manutenção	1.753	1.806	1.860	1.916	1.973	2.032	2.093	2.156	2.221	2.288		
Total de custos	76.491	2.846	2.900	2.956	3.013	3.072	3.133	3.196	3.261	3.328		
Free Cash Flow	-43.177	31.467	32.442	33.447	34.481	35.547	36.644	37.775	38.939	40.139		
Cash - Flow Acumulado	-43.177	-11.710	20.732	54.178	88.660	124.206	160.851	198.626	237.565	277.704		

Descrição	Taxa e VAL	Anos											
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Free Cash-Flow to Firm		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
		-43.177	31.467	32.442	33.447	34.481	35.547	36.644	37.775	38.939	40.139		
Taxa de atualização		12,95%	13,19%	13,44%	13,69%	13,95%	14,22%	14,50%	14,79%	15,08%	15,39%		
Coefficientes de atualização		1,00	1,13	1,28	1,46	1,66	1,90	2,18	2,50	2,87	3,32		
Cash - Flows atualizados		-43.177	27.800	25.267	22.912	20.728	18.708	16.843	15.125	13.548	12.103		
Cash - Flows acumulados		-43.177	-15.377	9.889	32.801	53.529	72.237	89.080	104.205	117.753	129.856		
Valor Atualizado Líquido											129.856		

Descrição	TIR	Anos											
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019		
Cash - Flows actualizados		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
		-43.177,2	27.800,1	25.266,5	22.911,8	20.728,1	18.707,7	16.842,7	15.125,4	13.548,1	12.103,0		
Taxa interna de Rentabilidade(TIR)		#NÚM!	-36%	15%	36%	45%	50%	52%	53%	54%	54%		
TIR											54%		

Descrição	Taxas	Anos											
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019		
Cash - Flows		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
		-43.177,22	27.800,07	25.266,52	22.911,78	20.728,09	18.707,67	16.842,72	15.125,44	13.548,08	12.102,96		
Cash - Flows acumulados		-43.177,22	-15.377,15	9.889,37	32.801,14	53.529,24	72.236,91	89.079,63	104.205,08	117.753,16	129.856,12		
Período de recuperação de capital		FALSO	FALSO	4,70	17,18	30,99	46,34	63,47	82,67	104,30	128,75		
		2 anos											
		7 meses											

Cenário C 2

Descrição	Anos											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Proveitos												
Auto-Consumo	29.298	29.298	29.298	29.298	29.298	29.298	29.298	29.298	29.298	29.298	29.298	29.298
Fertilizante	6.679	6.879	7.086	7.298	7.517	7.743	7.975	8.214	8.461	8.715	8.977	9.239
Total de proveitos	35.977	36.177	36.383	36.596	36.815	37.040	37.273	37.512	37.758	38.012	38.270	38.527
Custos												
Investimento Equipamentos	73.697	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operação	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040
Manuseio	1.753	1.806	1.860	1.916	1.973	2.032	2.093	2.156	2.221	2.288	2.356	2.425
Total de custos	76.491	2.846	2.900	2.956	3.013	3.072	3.133	3.196	3.261	3.328	3.396	3.465
Free Cash Flow	-40.514	33.331	33.484	33.640	33.802	33.968	34.139	34.316	34.498	34.685	34.872	35.060
Cash - Flow Acumulado	-40.514	-7.182	26.301	59.941	93.743	127.711	161.851	196.166	230.664	265.349	299.999	334.559

Descrição	Anos											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Free Cash-Flow to Firm	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	-40.514	33.331	33.484	33.640	33.802	33.968	34.139	34.316	34.498	34.685	34.872	35.060
Taxa de atualização	12,95%	13,19%	13,44%	13,69%	13,95%	14,22%	14,50%	14,79%	15,08%	15,39%	15,70%	16,01%
Coefficientes de atualização	1,00	1,13	1,28	1,46	1,66	1,90	2,18	2,50	2,87	3,32	3,87	4,53
Cash - Flows atualizados	-40.514	29.447	26.078	23.044	20.320	17.877	15.691	13.740	12.003	10.458	9.003	7.638
Cash - Flows acumulados	-40.514	-11.067	15.011	38.055	58.375	76.252	91.943	105.684	117.686	128.145	137.148	144.786
Valor Atualizado Líquido										128.145	137.148	144.786

Descrição	Anos											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Cash - Flows actualizados	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	-40.513,8	29.447,2	26.077,6	23.044,5	20.319,7	17.876,8	15.691,3	13.740,4	12.002,7	10.458,4	9.003,1	7.638,2
Taxa interna de Rentabilidade(TIR)		-27%	24%	44%	53%	57%	59%	60%	60%	61%	61%	61%
TIR												

Descrição	Anos											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Cash - Flows	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	-40.513,79	29.447,21	26.077,59	23.044,48	20.319,67	17.876,82	15.691,35	13.740,39	12.002,66	10.458,42	9.003,08	7.638,19
Cash - Flows acumulados	-40.513,79	-11.066,57	15.011,01	38.055,49	58.375,15	76.251,97	91.943,32	105.683,71	117.686,36	128.144,79	137.148,22	144.786,54
Período de recuperação de capital		FALSO	FALSO	6,91	19,82	34,47	51,18	70,31	92,30	117,66	144,79	172,92

Cenário D 1

Descrição	Anos											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Proveitos												
Auto-Consumo	14.084	14.507	14.942	15.390	15.852	16.328	16.818	17.322	17.842	18.377		
Fertilizante	3.767	3.880	3.997	4.117	4.240	4.367	4.498	4.633	4.772	4.916		
Total de proveitos	17.852	18.387	18.939	19.507	20.092	20.695	21.316	21.955	22.614	23.293		
Custos												
Investimento Equipamentos	48.642	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Operação	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040		
Manuseio	1.320	1.360	1.401	1.443	1.486	1.531	1.577	1.624	1.673	1.723		
Total de custos	51.002	2.400	2.441	2.483	2.526	2.571	2.617	2.664	2.713	2.763		
Free Cash Flow	-33.151	15.987	16.498	17.024	17.566	18.124	18.699	19.291	19.901	20.530		
Cash - Flow Acumulado	-33.151	-17.163	-665	16.359	33.925	52.050	70.749	90.040	109.942	130.472		

Descrição	Anos											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Free Cash-Flow to Firm	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
	-33.151	15.987	16.498	17.024	17.566	18.124	18.699	19.291	19.901	20.530		
Taxa de atualização	12,95%	13,19%	13,44%	13,69%	13,95%	14,22%	14,50%	14,79%	15,08%	15,39%		
Coefficientes de atualização	1,00	1,13	1,28	1,46	1,66	1,90	2,18	2,50	2,87	3,32		
Cash - Flows atualizados	-33.151	14.124	12.849	11.662	10.560	9.539	8.595	7.724	6.924	6.190		
Cash - Flows acumulados	-33.151	-19.026	-6.177	5.485	16.045	25.583	34.178	41.902	48.827	55.017		
Valor Atualizado Líquido										55.017		

Descrição	TIR	Anos									
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Cash - Flows atualizados		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
		-33.150,5	14.124,3	12.849,0	11.662,1	10.559,8	9.538,5	8.594,7	7.724,5	6.924,3	6.190,3
Taxa interna de Rentabilidade(TIR)				-13%	8%	19%	25%	28%	30%	31%	32%
TIR										3,2%	

Descrição	Taxes	Anos									
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Cash - Flows		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
		-33.150,51	14.124,30	12.849,04	11.662,06	10.559,78	9.538,55	8.594,69	7.724,49	6.924,25	6.190,27
Cash - Flows acumulados		-33.150,51	-19.026,21	-6.177,17	5.484,90	16.044,68	25.583,22	34.177,91	41.902,40	48.826,66	55.016,92
		FALSO	FALSO	FALSO	5,64	18,23	32,19	47,72	65,10	84,62	106,65
Período de recuperação de capital											
		3 anos									
		6 meses									

Cenário D 2

Descrição	Anos											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Provetos												
Auto-Consumo	15.493	15.493	15.493	15.493	15.493	15.493	15.493	15.493	15.493	15.493		
Fertilizante	3.767	3.880	3.997	4.117	4.240	4.367	4.498	4.633	4.772	4.916		
Total de provetos	19.260	19.373	19.490	19.610	19.733	19.860	19.991	20.126	20.265	20.408		
Custos												
Investimento Equipamentos	48.642	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Operação	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040		
Manuseio	1.320	1.360	1.401	1.443	1.486	1.531	1.577	1.624	1.673	1.723		
Total de custos	51.002	2.400	2.441	2.483	2.526	2.571	2.617	2.664	2.713	2.763		
Free Cash Flow	-31.742	16.973	17.049	17.127	17.207	17.290	17.375	17.462	17.553	17.646		
Cash - Flow Acumulado	-31.742	-14.769	2.280	19.407	36.614	53.903	71.278	88.740	106.293	123.938		

Descrição	Taxa e VAL	Anos										
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Free Cash-Flow to Firm		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		-31.742	16.973	17.049	17.127	17.207	17.290	17.375	17.462	17.553	17.646	
Taxa de atualização		12,95%	13,19%	13,44%	13,69%	13,95%	14,22%	14,50%	14,79%	15,08%	15,39%	
Coefficientes de atualização		1,00	1,13	1,28	1,46	1,66	1,90	2,18	2,50	2,87	3,32	
Cash - Flows atualizados		-31.742	14.995	13.278	11.732	10.344	9.099	7.986	6.992	6.107	5.321	
Cash - Flows acumulados		-31.742	-16.747	-3.469	8.263	18.607	27.706	35.692	42.684	48.791	54.112	
Valor Atualizado Líquido											54.112	

Descrição	TIR	Anos										
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Cash - Flows actualizados		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		-31.742,1	14.995,3	13.277,9	11.732,2	10.343,8	9.099,2	7.985,8	6.992,1	6.107,0	5.320,6	
Taxa interna de Rentabilidade(TIR)		#NÚM!	#NÚM!	-8%	13%	23%	28%	31%	33%	34%	34%	
TIR											34%	

Descrição	Taxas	Anos										
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Cash - Flows		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		-31.742,06	14.995,32	13.277,94	11.732,23	10.343,80	9.099,18	7.985,83	6.992,06	6.107,02	5.320,63	
Cash - Flows acumulados		-31.742,06	-16.746,74	-3.468,80	8.263,43	18.607,24	27.706,42	35.692,25	42.684,31	48.791,33	54.111,96	
		FALSO	FALSO	FALSO	8,45	21,59	36,54	53,63	73,26	95,87	122,04	
Período de recuperação de capital		3 anos										
		4 meses										

Descrição	Anos											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Proveitos												
Auto-Consumo	9.788	10.082	10.384	10.696	11.017	11.347	11.687	12.038	12.399	12.771		
Fertilizante	2.680	2.761	2.843	2.929	3.017	3.107	3.200	3.296	3.395	3.497		
Total de proveitos	12.468	12.842	13.228	13.624	14.033	14.454	14.888	15.334	15.794	16.268		
Custos												
Investimento Equipamentos	36.743	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Operação	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040		
Manuseio	1.031	1.062	1.094	1.127	1.161	1.196	1.231	1.268	1.306	1.346		
Total de custos	38.814	2.102	2.134	2.167	2.201	2.236	2.271	2.308	2.346	2.386		
Free Cash Flow	-26.346	10.740	11.093	11.457	11.832	12.219	12.616	13.026	13.448	13.883		
Cash - Flow Acumulado	-26.346	-15.606	-4.513	6.945	18.777	30.996	43.612	56.638	70.086	83.969		

Descrição	Anos											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Free Cash-Flow to Firm	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
	-26.346	10.740	11.093	11.457	11.832	12.219	12.616	13.026	13.448	13.883		
Taxa de atualização	12,95%	13,19%	13,44%	13,69%	13,95%	14,22%	14,50%	14,79%	15,08%	15,39%		
Coefficientes de atualização	1,00	1,13	1,28	1,46	1,66	1,90	2,18	2,50	2,87	3,32		
Cash - Flows atualizados	-26.346	9.489	8.640	7.849	7.113	6.430	5.799	5.216	4.679	4.186		
Cash - Flows acumulados	-26.346	-16.858	-8.218	-369	6.744	13.174	18.973	24.189	28.868	33.054		
Valor Atualizado Líquido										33.054		

Descrição	TIR	Anos									
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Cash - Flows atualizados		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
		-26.346,1	9.488,5	8.639,8	7.848,6	7.112,9	6.430,4	5.798,8	5.215,7	4.678,9	4.186,0
Taxa interna de Rentabilidade(TIR)		#NUM!	#NUM!	-22%	-1%	10%	16%	20%	22%	24%	25%
TIR											25%

Descrição	Taxes	Anos									
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Cash - Flows		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Cash - Flows acumulados		-26.346,14	9.488,50	8.639,78	7.848,65	7.112,94	6.430,41	5.798,78	5.215,73	4.678,92	4.185,99
		-26.346,14	-16.857,64	-8.217,86	-369,21	6.743,73	13.174,13	18.972,91	24.188,64	28.867,55	33.053,55
		FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	11,38	24,58	39,26	55,65	74,04	94,75
Período de recuperação de capital		4 anos									
		1 meses									

Descrição	Anos											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Proveitos												
Auto-Consumo	8.972	8.972	8.972	8.972	8.972	8.972	8.972	8.972	8.972	8.972		
Fertilizante	2.680	2.761	2.843	2.929	3.017	3.107	3.200	3.296	3.395	3.497		
Total de proveitos	11.653	11.733	11.816	11.901	11.989	12.079	12.173	12.269	12.368	12.469		
Custos												
Investimento Equipamentos	36.743	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Operação	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040		
Manuseio	1.031	1.062	1.094	1.127	1.161	1.196	1.231	1.268	1.306	1.346		
Total de custos	38.814	2.102	2.134	2.167	2.201	2.236	2.271	2.308	2.346	2.386		
Free Cash Flow	-27.162	9.631	9.682	9.734	9.788	9.844	9.901	9.960	10.021	10.084		
Cash - Flow Acumulado	-27.162	-17.531	-7.849	1.885	11.673	21.517	31.418	41.378	51.400	61.483		

Descrição	Taxa e VAL	Anos										
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Free Cash-Flow to Firm	0	-27.162	9.631	9.682	9.734	9.788	9.844	9.901	9.960	10.021	10.084	
Taxa de atualização		12,95%	13,19%	13,44%	13,69%	13,95%	14,22%	14,50%	14,79%	15,08%	15,39%	
Coefficientes de atualização		1,00	1,13	1,28	1,46	1,66	1,90	2,18	2,50	2,87	3,32	
Cash - Flows atualizados		-27.162	8.508	7.540	6.668	5.884	5.181	4.551	3.988	3.487	3.041	
Cash - Flows acumulados		-27.162	-18.653	-11.113	-4.445	1.439	6.620	11.171	15.159	18.646	21.686	
Valor Atualizado Líquido			21.686									

Descrição	TIR	Anos										
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Cash - Flows actualizados		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		-27.161,8	8.508,5	7.540,3	6.668,2	5.884,1	5.180,7	4.550,9	3.988,2	3.486,6	3.040,5	
Taxa interna de Rentabilidade(TIR)		#NÚM!	#NÚM!	-29%	-9%	2%	8%	12%	15%	16%	17%	
TIR			17%									

Descrição	Taxas	Anos										
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Cash - Flows		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		-27.161,81	8.508,46	7.540,27	6.668,15	5.884,11	5.180,67	4.550,87	3.988,20	3.486,63	3.040,55	
Cash - Flows acumulados		-27.161,81	-18.653,35	-11.113,07	-4.444,92	1.439,19	6.619,86	11.170,73	15.158,92	18.645,55	21.686,10	
Período de recuperação de capital		FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	2,94	15,33	29,46	45,61	64,17	85,59	
		4 anos										
		9 meses										

Descrição	Anos											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Proveitos												
Auto-Consumo	12.636	13.015	13.405	13.807	14.222	14.648	15.088	15.540	16.007	16.487		
Fertilizante	3.380	3.481	3.586	3.693	3.804	3.918	4.036	4.157	4.281	4.410		
Total de proveitos	16.016	16.496	16.991	17.501	18.026	18.566	19.123	19.697	20.288	20.897		
Custos												
Investimento Equipamentos	43.578	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Operação	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040		
Manuseio	1.320	1.360	1.401	1.443	1.486	1.531	1.577	1.624	1.673	1.723		
Total de custos	45.938	2.400	2.441	2.483	2.526	2.571	2.617	2.664	2.713	2.763		
Free Cash Flow	-29.923	14.096	14.550	15.018	15.500	15.996	16.507	17.033	17.575	18.134		
Cash - Flow Acumulado	-29.923	-15.827	-1.276	13.741	29.241	45.237	61.743	78.777	96.352	114.486		

Descrição	Taxa e VAL	Anos										
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Free Cash-Flow to Firm		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		-29.923	14.096	14.550	15.018	15.500	15.996	16.507	17.033	17.575	18.134	
Taxa de atualização		12,95%	13,19%	13,44%	13,69%	13,95%	14,22%	14,50%	14,79%	15,08%	15,39%	
Coefficientes de atualização		1,00	1,13	1,28	1,46	1,66	1,90	2,18	2,50	2,87	3,32	
Cash - Flows atualizados		-29.923	12.453	11.332	10.288	9.317	8.418	7.587	6.820	6.115	5.468	
Cash - Flows acumulados		-29.923	-17.469	-6.137	4.150	13.468	21.886	29.473	36.293	42.408	47.876	
Valor Atualizado Líquido											47.876	

Descrição	TIR	Anos										
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Cash - Flows actualizados		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		-29.922,6	12.453,4	11.331,9	10.287,6	9.317,4	8.418,3	7.587,0	6.820,3	6.115,0	5.467,9	
Taxa interna de Rentabilidade(TIR)		#NÚM!	#NÚM!	-14%	7%	18%	23%	27%	29%	30%	31%	
TIR											31%	

Descrição	Taxas	Anos										
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Cash - Flows		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		-29.922,62	12.453,42	11.331,90	10.287,60	9.317,43	8.418,28	7.586,96	6.820,26	6.114,97	5.467,87	
Cash - Flows acumulados		-29.922,62	-17.469,20	-6.137,31	4.150,29	13.467,72	21.886,00	29.472,96	36.293,22	42.408,19	47.876,05	
Período de recuperação de capital		FALSO	FALSO	FALSO	4,84	17,35	31,20	46,62	63,86	83,22	105,07	
		3 anos										
		7 meses										

Descrição	Anos											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Proveitos												
Auto-Consumo	13.899	13.899	13.899	13.899	13.899	13.899	13.899	13.899	13.899	13.899		
Fertilizante	3.380	3.481	3.586	3.693	3.804	3.918	4.036	4.157	4.281	4.410		
Total de proveitos	17.279	17.381	17.485	17.593	17.703	17.817	17.935	18.056	18.181	18.309		
Custos												
Investimento Equipamentos	43.578	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Operação	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040		
Manuseio	1.320	1.360	1.401	1.443	1.486	1.531	1.577	1.624	1.673	1.723		
Total de custos	45.938	2.400	2.441	2.483	2.526	2.571	2.617	2.664	2.713	2.763		
Free Cash Flow	-28.659	14.981	15.044	15.110	15.177	15.247	15.318	15.392	15.468	15.546		
Cash - Flow Acumulado	-28.659	-13.679	1.366	16.475	31.653	46.899	62.218	77.610	93.078	108.624		

Descrição	Taxa e VAL	Anos											
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Free Cash-Flow to Firm	0	-28.659	14.981	15.044	15.110	15.177	15.247	15.318	15.392	15.468	15.546		
Taxa de atualização		12,95%	13,19%	13,44%	13,69%	13,95%	14,22%	14,50%	14,79%	15,08%	15,39%		
Coefficientes de atualização		1,00	1,13	1,28	1,46	1,66	1,90	2,18	2,50	2,87	3,32		
Cash - Flows atualizados		-28.659	13.235	11.717	10.351	9.124	8.024	7.041	6.163	5.382	4.688		
Cash - Flows acumulados		-28.659	-15.424	-3.708	6.643	15.767	23.791	30.832	36.995	42.376	47.064		
Valor Atualizado Líquido											47.064		

Descrição	TIR	Anos											
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019		
Cash - Flows actualizados		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
		-28.659,0	13.234,9	11.716,7	10.350,5	9.123,7	8.024,1	7.040,7	6.163,2	5.381,8	4.687,7		
Taxa interna de Rentabilidade(TIR)		#NÚM!	#NÚM!	-9%	12%	22%	27%	30%	32%	33%	33%		
TIR													

Descrição	Taxas	Anos											
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019		
Cash - Flows		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
		-28.659,05	13.234,85	11.716,68	10.350,55	9.123,67	8.024,11	7.040,73	6.163,16	5.381,79	4.687,67		
Cash - Flows acumulados		-28.659,05	-15.424,20	-3.707,52	6.643,03	15.766,70	23.790,81	30.831,54	36.994,71	42.376,50	47.064,17		
		FALSO	FALSO	FALSO	7,70	20,74	35,58	52,95	72,03	94,49	120,48		
Período de recuperação de capital		3 anos											
		4 meses											

Descrição	Anos											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Proveitos												
Auto-Consumo	6.300	6.489	6.584	6.884	7.091	7.303	7.522	7.748	7.981	8.220		
Fertilizante	1.711	1.763	1.816	1.870	1.926	1.984	2.044	2.105	2.168	2.233		
Total de proveitos	8.011	8.252	8.499	8.754	9.017	9.287	9.566	9.853	10.149	10.453		
Custos												
Investimento Equipamentos	29.992	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Operação	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040		
Manuseio	966	995	1.025	1.056	1.088	1.120	1.154	1.188	1.224	1.261		
Total de custos	31.999	2.035	2.065	2.096	2.128	2.160	2.194	2.228	2.264	2.301		
Free Cash Flow	-23.987	6.216	6.434	6.658	6.889	7.127	7.372	7.625	7.884	8.152		
Cash - Flow Acumulado	-23.987	-17.771	-11.337	-4.678	2.211	9.338	16.710	24.335	32.219	40.371		

Descrição	Taxa e VAL	Anos										
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Free Cash-Flow to Firm	0	-23.987	6.216	6.434	6.658	6.889	7.127	7.372	7.625	7.884	8.152	
Taxa de atualização		12,95%	13,19%	13,44%	13,69%	13,95%	14,22%	14,50%	14,79%	15,08%	15,39%	
Coefficientes de atualização		1,00	1,13	1,28	1,46	1,66	1,90	2,18	2,50	2,87	3,32	
Cash - Flows atualizados		-23.987	5.492	5.011	4.561	4.141	3.751	3.388	3.053	2.743	2.458	
Cash - Flows acumulados		-23.987	-18.495	-13.484	-8.923	-4.782	-1.031	2.358	5.411	8.154	10.612	
Valor Atualizado Líquido											10.612	

Descrição	TIR	Anos										
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Cash - Flows actualizados		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		-23.987,3	5.492,0	5.011,0	4.561,1	4.141,4	3.750,9	3.388,4	3.052,9	2.743,2	2.458,1	
Taxa interna de Rentabilidade(TIR)		#NÚM!	#NÚM!	-41%	-21%	-9%	-2%	3%	6%	8%	9%	
TIR												9%

Descrição	Taxas	Anos										
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Cash - Flows		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		-23.987,29	5.492,00	5.010,99	4.561,12	4.141,43	3.750,89	3.388,44	3.052,93	2.743,22	2.458,11	
Cash - Flows Acumulados		-23.987,29	-18.495,29	-13.484,29	-8.923,17	-4.781,74	-1.030,85	2.357,58	5.410,52	8.153,74	10.611,85	
Período de recuperação de capital		FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	8.35	21,27	35,67	51,80	
		6 anos										
		4 meses										

Descrição	Anos											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Proveitos												
Auto-Consumo	5.775	5.775	5.775	5.775	5.775	5.775	5.775	5.775	5.775	5.775		
Fertilizante	1.711	1.763	1.816	1.870	1.926	1.984	2.044	2.105	2.168	2.233		
Total de proveitos	7.486	7.538	7.591	7.645	7.701	7.759	7.818	7.880	7.943	8.008		
Custos												
Investimento Equipamentos	29.992	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Operação	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040		
Manuseio	966	995	1.025	1.056	1.088	1.120	1.154	1.188	1.224	1.261		
Total de custos	31.999	2.035	2.065	2.096	2.128	2.160	2.194	2.228	2.264	2.301		
Free Cash Flow	-24.512	5.502	5.525	5.549	5.574	5.599	5.625	5.651	5.679	5.707		
Cash - Flow Acumulado	-24.512	-19.010	-13.484	-7.935	-2.362	3.237	8.862	14.513	20.192	25.899		

Descrição	Anos											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Free Cash-Flow to Firm	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
	-24.512	5.502	5.525	5.549	5.574	5.599	5.625	5.651	5.679	5.707		
Taxa de atualização	12,95%	13,19%	13,44%	13,69%	13,95%	14,22%	14,50%	14,79%	15,08%	15,39%		
Coefficientes de atualização	1,00	1,13	1,28	1,46	1,66	1,90	2,18	2,50	2,87	3,32		
Cash - Flows atualizados	-24.512	4.861	4.303	3.801	3.351	2.947	2.585	2.263	1.976	1.721		
Cash - Flows acumulados	-24.512	-19.651	-15.348	-11.546	-8.196	-5.249	-2.664	-401	1.574	3.295		
Valor Atualizado Líquido										3.295		

Descrição	TIR	Anos									
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Cash - Flows atualizados		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
		-24.512,3	4.861,2	4.303,3	3.801,3	3.350,5	2.946,5	2.585,2	2.262,9	1.975,8	1.720,9
Taxa interna de Rentabilidade(TIR)					-27%	-15%	-8%	-4%	0%	2%	3%
TIR											

Descrição	Taxes	Anos										
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Cash - Flows		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		-24.512,28	4.861,21	4.303,31	3.801,31	3.350,51	2.946,52	2.585,24	2.262,85	1.975,82	1.720,86	
Cash - Flows acumulados		-24.512,28	-19.651,07	-15.347,76	-11.546,45	-8.195,93	-5.249,41	-2.664,18	-401,33	1.574,49	3.295,36	
		FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	
Período de recuperação de capital												
		8	anos									
		2	meses									

Anos												
Descrição	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Provetos												
Auto-Consumo	6.954	7.162	7.377	7.998	7.826	8.061	8.303	8.552	8.809	9.073		
Fertilizante	1.889	1.946	2.004	2.064	2.126	2.190	2.256	2.323	2.393	2.465		
Total de provetos	8.843	9.108	9.381	9.663	9.953	10.251	10.559	10.875	11.202	11.538		
Custos												
Investimento Equipamentos	31.006	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Operação	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040		
Manuseio	966	995	1.025	1.056	1.088	1.120	1.154	1.188	1.224	1.261		
Total de custos	33.013	2.035	2.065	2.096	2.128	2.160	2.194	2.228	2.264	2.301		
Free Cash Flow	-24.170	7.073	7.316	7.567	7.825	8.091	8.365	8.647	8.938	9.237		
Cash - Flow Acumulado	-24.170	-17.097	-9.781	-2.214	5.611	13.702	22.067	30.714	39.651	48.888		

Anos												
Descrição	Taxa e VAL	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Free Cash-Flow to Firm	0	-24.170	7.073	7.316	7.567	7.825	8.091	8.365	8.647	8.938	9.237	
Taxa de atualização		12,95%	13,19%	13,44%	13,69%	13,95%	14,22%	14,50%	14,79%	15,08%	15,39%	
Coefficientes de atualização		1,00	1,13	1,28	1,46	1,66	1,90	2,18	2,50	2,87	3,32	
Cash - Flows atualizados		-24.170	6.249	5.698	5.183	4.704	4.258	3.845	3.462	3.110	2.785	
Cash - Flows acumulados		-24.170	-17.921	-12.223	-7.040	-2.336	1.922	5.767	9.229	12.339	15.124	
Valor Atualizado Líquido											15.124	

Anos												
Descrição	TIR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Cash - Flows actualizados		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		-24.169,8	6.248,5	5.697,9	5.183,4	4.703,9	4.258,1	3.844,7	3.462,3	3.109,6	2.785,2	
Taxa interna de Rentabilidade(TIR)		#NÚM!	#NÚM!	-37%	-16%	-4%	3%	7%	10%	12%	13%	
TIR												

Anos												
Descrição	Taxas	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Cash - Flows		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		-24.169,79	6.248,53	5.697,91	5.183,44	4.703,93	4.258,12	3.844,70	3.462,34	3.109,64	2.785,19	
Cash - Flows acumulados		-24.169,79	-17.921,26	-12.223,35	-7.039,91	-2.335,98	1.922,13	5.766,84	9.229,18	12.338,82	15.124,01	
Período de recuperação de capital		FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	5,42	18,00	31,99	47,62	65,16	
		5 anos										
		7 meses										

Anos												
Descrição	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Provetos												
Auto-Consumo	6.374	6.374	6.374	6.374	6.374	6.374	6.374	6.374	6.374	6.374		
Fertilizante	1.889	1.946	2.004	2.064	2.126	2.190	2.256	2.323	2.393	2.465		
Total de provetos	8.263	8.320	8.378	8.438	8.500	8.564	8.630	8.698	8.767	8.839		
Custos												
Investimento Equipamentos	31.006	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Operação	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040		
Manutção	966	995	1.025	1.056	1.088	1.120	1.154	1.188	1.224	1.261		
Total de custos	33.013	2.035	2.065	2.096	2.128	2.160	2.194	2.228	2.264	2.301		
Free Cash Flow	-24.749	6.285	6.313	6.343	6.373	6.404	6.436	6.469	6.503	6.538		
Cash - Flow Acumulado	-24.749	-18.465	-12.151	-5.809	564	6.968	13.404	19.873	26.376	32.914		

Anos												
Descrição	Taxa e VAL	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Free Cash-Flow to Firm	0	-24.749	6.285	6.313	6.343	6.373	6.404	6.436	6.469	6.503	6.538	
Taxa de atualização		12,95%	13,19%	13,44%	13,69%	13,95%	14,22%	14,50%	14,79%	15,08%	15,39%	
Coefficientes de atualização		1,00	1,13	1,28	1,46	1,66	1,90	2,18	2,50	2,87	3,32	
Cash - Flows atualizados		-24.749	5.552	4.917	4.345	3.831	3.370	2.958	2.590	2.263	1.971	
Cash - Flows acumulados		-24.749	-19.197	-14.280	-9.935	-6.104	-2.734	224	2.814	5.077	7.048	
Valor Atualizado Líquido											7.048	

Anos												
Descrição	TIR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Cash - Flows actualizados		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		-24.749,3	5.552,3	4.916,8	4.344,8	3.830,9	3.370,3	2.958,2	2.590,3	2.262,6	1.971,4	
Taxa interna de Rentabilidade(TIR)		#NÚM!	#NÚM!	-43%	-23%	-11%	-4%	0%	3%	5%	7%	
TIR												7%

Anos												
Descrição	Taxas	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Cash - Flows		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		-24.749,26	5.552,28	4.916,79	4.344,78	3.830,93	3.370,27	2.958,15	2.590,27	2.262,61	1.971,44	
Cash - Flows acumulados		-24.749,26	-19.196,98	-14.280,19	-9.935,41	-6.104,48	-2.734,21	223,95	2.814,22	5.076,82	7.048,26	
Período de recuperação de capital		FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	0,91	13,04	26,93	42,90	
		6 anos										
		0 meses										

Cenário Turbina a Gás

Descrição	Anos											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Proveitos												
Autor Consumo	67.320	69.340	71.420	73.562	75.69	78.042	80.384	82.795	85.279	87.837		
Fertilizante	9.156	9.430	9.713	10.005	10.305	10.614	10.932	11.260	11.598	11.946		
Venda vapor	7.032	7.243	7.460	7.684	7.915	8.152	8.397	8.648	8.908	9.175		
Total de proveitos	83.508	86.013	88.593	91.251	93.989	96.808	99.712	102.704	105.785	108.938		
Custos												
Investimento Equipamentos	209.152	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Operação	12.220	12.220	12.220	12.220	12.220	12.220	12.220	12.220	12.220	12.220		
Manutção	2.329	2.399	2.471	2.545	2.622	2.700	2.781	2.865	2.951	3.039		
Total de custos	223.701	14.619	14.691	14.765	14.842	14.920	15.001	15.085	15.171	15.259		
Free Cash Flow	-140.194	71.394	73.902	76.486	79.147	81.888	84.711	87.619	90.614	93.699		
Cash - Flow Acumulado	-140.194	-68.800	5.102	81.588	160.734	242.622	327.333	414.952	505.567	599.266		

Descrição	Anos											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Taxa e VAL	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
Free Cash-Flow to Firm	-140.194	71.394	73.902	76.486	79.147	81.888	84.711	87.619	90.614	93.699		

Taxa de atualização	12.95%	13.19%	13.44%	13.69%	13.95%	14.22%	14.50%	14.79%	15.08%	15.39%		
Coefficientes de atualização	1.00	1.13	1.28	1.46	1.66	1.90	2.18	2.50	2.87	3.32		
Cash - Flows atualizados	-140.194	63.074	57.556	52.395	47.579	43.096	38.935	35.083	31.527	28.253		
Cash - Flows acumulados	-140.194	-77.120	-19.563	32.831	80.410	123.506	162.442	197.525	229.052	257.305		

Valor Atualizado Líquido 257.305

Descrição	Anos									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Cash - Flows atualizados	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Cash - Flows acumulados	-140.193,6	63.074,1	57.556,3	52.394,7	47.578,5	43.096,2	38.935,4	35.083,5	31.527,2	28.252,9

Taxa Interna de Rentabilidade(TIR)	#NUM!	#NUM!	-10%	12%	22%	28%	31%	33%	34%	35%
------------------------------------	-------	-------	------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

TIR 35%

Descrição	Anos									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Cash - Flows	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Cash - Flows Acumulados	-140.193,64	-77.119,52	-19.563,25	32.831,43	80.409,95	123.506,13	162.441,54	197.525,02	229.052,19	257.305,12
Período de recuperação de capital	FALSO	FALSO	FALSO	7.52	20.28	34.39	50.06	67.56	87.18	109.29
	3 anos									
	4 meses									

Cenário Motor a Gás

Descrição	Anos											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Proveitos												
Auto-Consumo	77.484	79.809	82.203	84.669	87.209	89.825	92.520	95.296	98.154	101.099		
Fertilizante	9.156	9.430	9.713	10.005	10.305	10.614	10.932	11.260	11.598	11.946		
Venda vapor	5.840	6.015	6.196	6.382	6.573	6.770	6.973	7.182	7.398	7.620		
Total de proveitos	92.480	95.254	98.112	101.055	104.087	107.209	110.425	113.738	117.150	120.665		
Custos												
Investimento Equipamentos	196.555	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Operação	12.220	12.220	12.220	12.220	12.220	12.220	12.220	12.220	12.220	12.220		
Manutenção	1.628	1.677	1.728	1.779	1.833	1.888	1.944	2.003	2.063	2.125		
Total de custos	210.404	13.897	13.948	13.999	14.053	14.108	14.164	14.223	14.283	14.345		
Free Cash Flow	-117.924	81.357	84.164	87.055	90.034	93.101	96.261	99.515	102.868	106.320		
Cash - Flow Acumulado	-117.924	-36.567	47.597	134.652	224.686	317.787	414.048	513.564	616.431	722.751		

Descrição	Anos											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Free Cash Flow to Firm	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
	-117.924	81.357	84.164	87.055	90.034	93.101	96.261	99.515	102.868	106.320		
Taxa de atualização	12.95%	13.19%	13.44%	13.69%	13.95%	14.22%	14.50%	14.79%	15.08%	15.39%		
Coefficientes de atualização	1,00	1,13	1,28	1,46	1,66	1,90	2,18	2,50	2,87	3,32		
Cash - Flows atualizados	-117.924	71.876	65.548	59.635	54.123	48.998	44.244	39.847	35.790	32.058		
Cash - Flows acumulados	-117.924	-46.048	19.501	79.136	133.259	182.257	226.501	266.348	302.138	334.197		
Valor Atualizado Líquido	334.197											

Descrição	TIR	Anos									
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Cash - Flows atualizados		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
		-117.924,0	71.876,2	65.548,5	59.635,3	54.123,1	48.997,7	44.244,1	39.846,9	35.790,4	32.058,5
Taxa Interna de Rentabilidade(TIR)		#N/UM!	-39%	11%	32%	42%	46%	49%	50%	51%	51%
TIR		51%									

Descrição	Taxas	Anos									
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Cash - Flows		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
		-117.924,01	71.876,21	65.548,49	59.635,31	54.123,12	48.997,67	44.244,07	39.846,93	35.790,44	32.058,49
Cash - Flows Acumulados		-117.924,01	-46.047,80	19.500,69	79.136,00	133.259,12	182.256,79	226.500,86	266.347,79	302.138,24	334.196,72
Período de recuperação de capital		FALSO	FALSO	3,57	15,92	29,55	44,64	61,43	80,21	101,30	125,10
		2 anos									
		8 meses									

Cenário Unidade ORC

Anos												
Descrição	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
Proveitos												
Auto-Consumo	55.440	55.440	55.440	55.440	55.440	55.440	55.440	55.440	55.440	55.440		
Fertilizante	9.156	9.430	9.713	10.005	10.305	10.614	10.932	11.260	11.598	11.946		
Venda vapor	183.600	189.108	194.781	200.625	206.643	212.843	219.228	225.805	232.579	239.556		
Total de proveitos	248.196	253.978	259.934	266.069	272.388	278.897	285.600	292.505	299.617	306.942		
Custos												
Investimento Equipamentos	272.465	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Operação	11.934	11.934	11.934	11.934	11.934	11.934	11.934	11.934	11.934	11.934		
Manutenção	2.532	2.532	2.532	2.532	2.532	2.532	2.532	2.532	2.532	2.532		
Total de custos	286.931	14.466	14.466	14.466	14.466	14.466	14.466	14.466	14.466	14.466		
Free Cash Flow	-38.736	239.512	245.468	251.603	257.922	264.430	271.134	278.039	285.151	292.476		
Cash - Flow Acumulado	-38.736	200.776	446.244	697.847	955.769	1.220.199	1.491.333	1.769.371	2.054.522	2.346.998		

Anos												
Descrição	Taxa e VAL	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Free Cash-Flow to Firm	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
		-38.736	239.512	245.468	251.603	257.922	264.430	271.134	278.039	285.151	292.476	

Anos												
Taxa de atualização	12.95%	13.19%	13.44%	13.69%	13.95%	14.22%	14.50%	14.79%	15.08%	15.39%		
Coefficientes de atualização	1,00	1,13	1,28	1,46	1,66	1,90	2,18	2,50	2,87	3,32		

Cash - Flows atualizados	-38.736	211.602	191.175	172.355	155.048	139.165	124.620	111.329	99.212	88.190		
Cash - Flows acumulados	-38.736	172.866	364.041	536.396	691.443	830.608	955.229	1.066.538	1.165.770	1.253.959		

Valor Atualizado Líquido	1.253.959											
--------------------------	-----------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Anos												
Descrição	TIR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Cash - Flows atualizados	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
		-38.735,5	211.601,6	191.175,1	172.354,5	155.047,7	139.165,1	124.620,2	111.329,3	99.211,7	88.189,6	

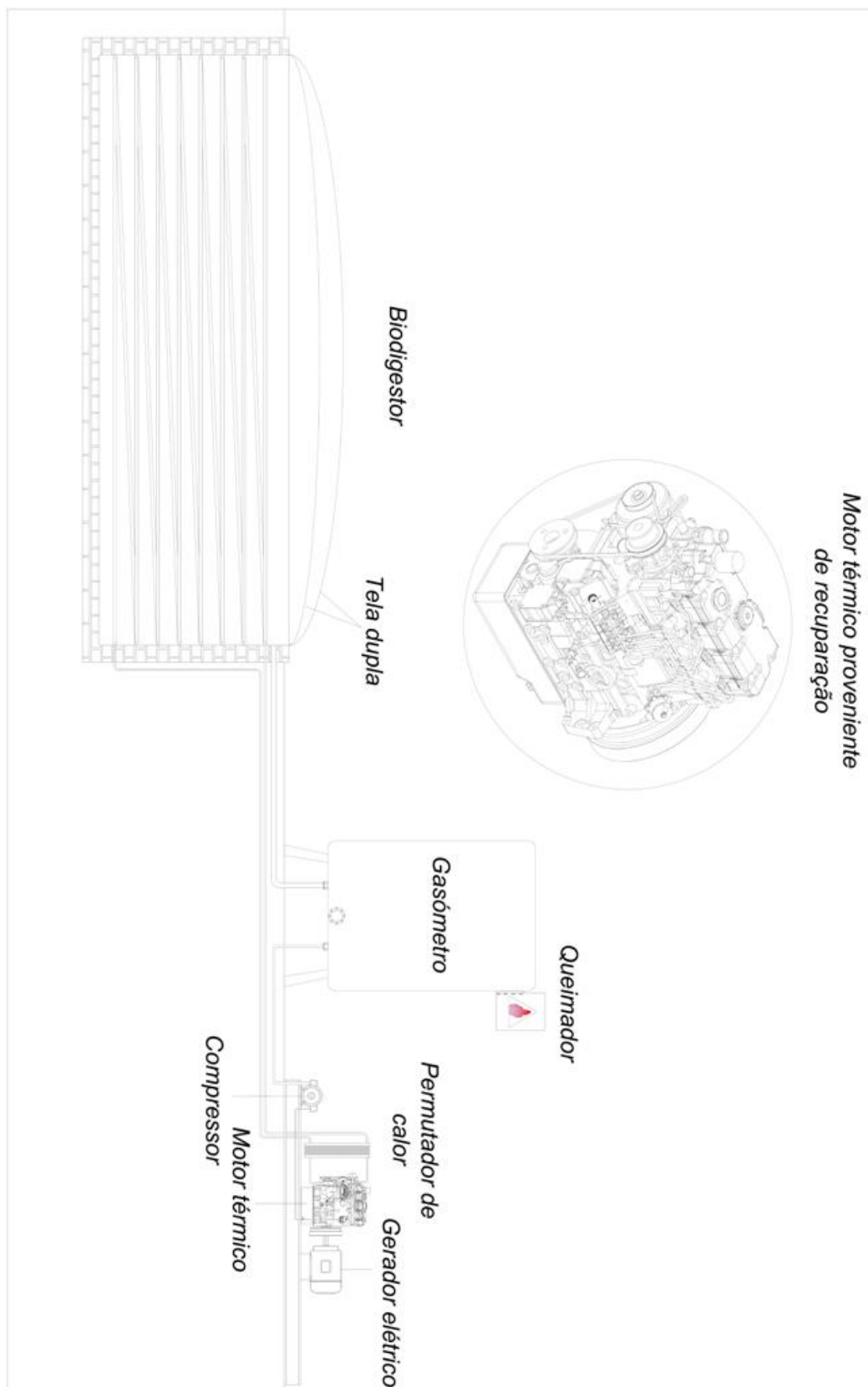
Taxa Interna de Rentabilidade(TIR)	#N/UM!	446%	525%	535%	536%	537%	537%	537%	537%	537%	537%	
------------------------------------	--------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	--

TIR	537%											
-----	------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

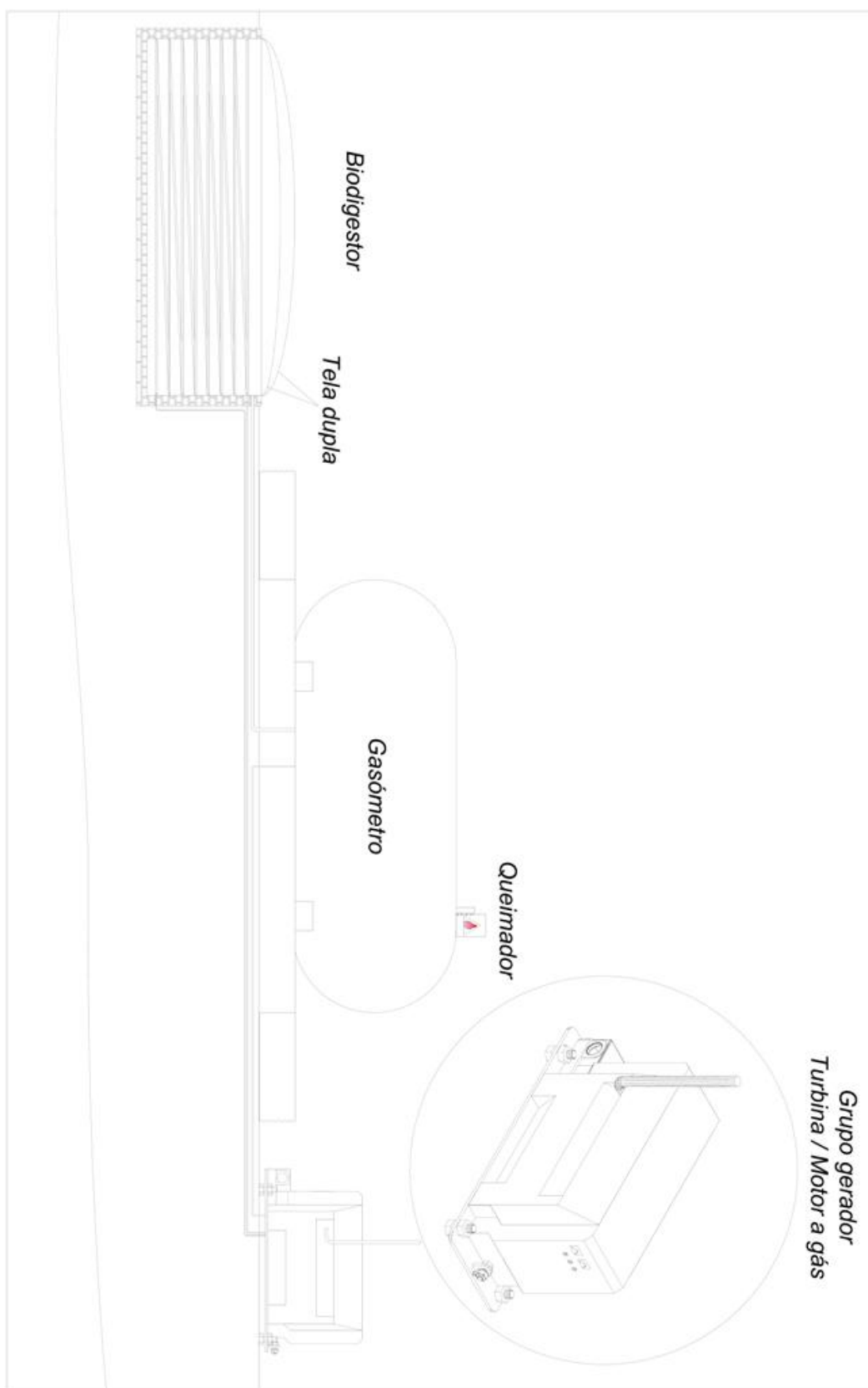
Anos												
Descrição	Taxas	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Cash - Flows	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
		-38.735,51	211.601,57	191.175,08	172.354,53	155.047,67	139.165,06	124.620,17	111.329,31	99.211,75	88.189,64	
Cash - Flows Acumulados		-38.735,51	172.866,06	364.041,14	536.395,67	691.443,34	830.608,40	955.228,57	1.066.557,88	1.165.769,63	1.253.959,27	
		FALSO	9,80	22,85	37,35	53,51	71,62	91,98	114,96	141,00	170,63	
Período de recuperação de capital	1 anos											
	-47 meses											

Anexo 2 - Implementações e pormenores construtivos propostos

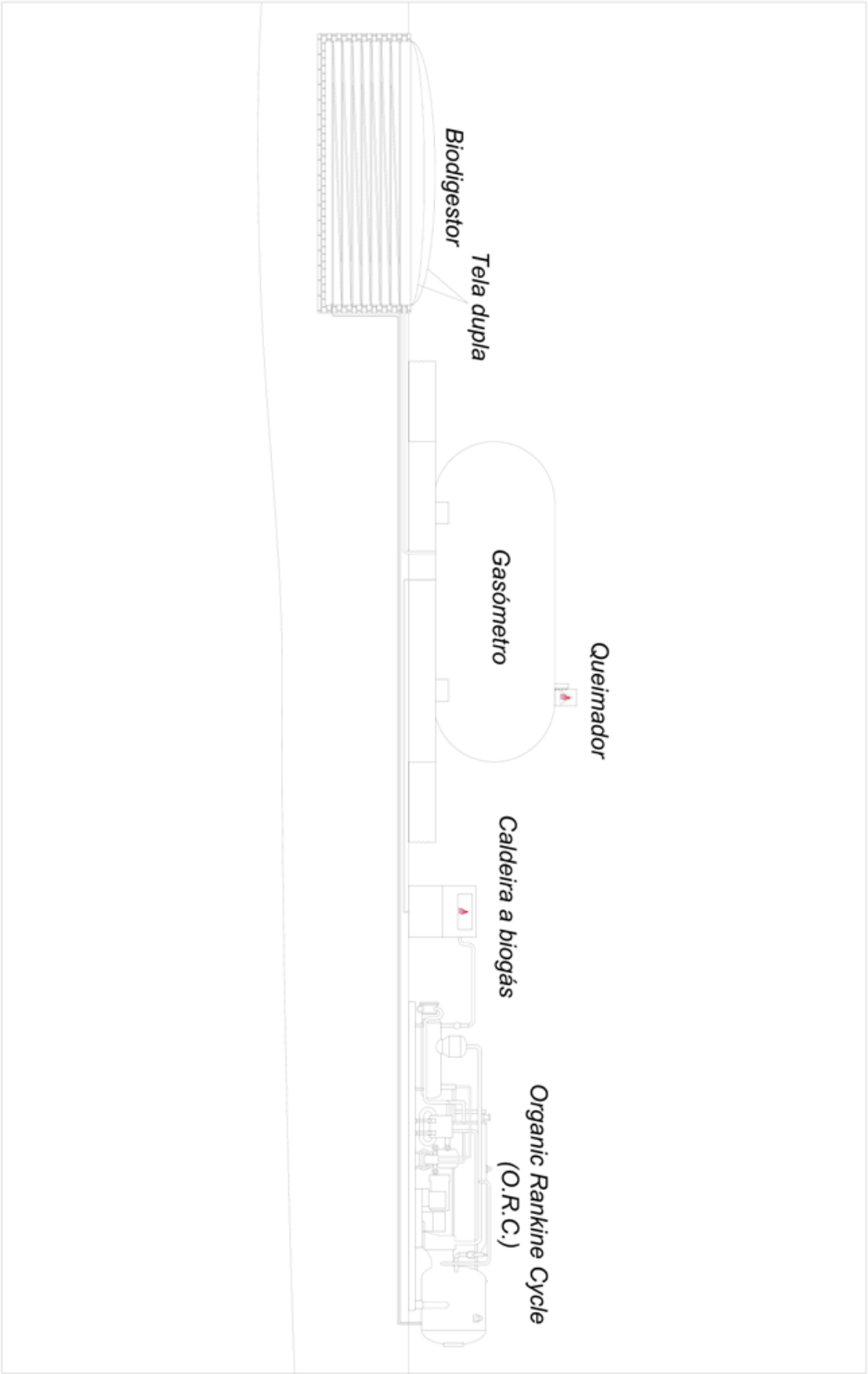
Anexo 2.1 - Esquema de implementação da unidade individual



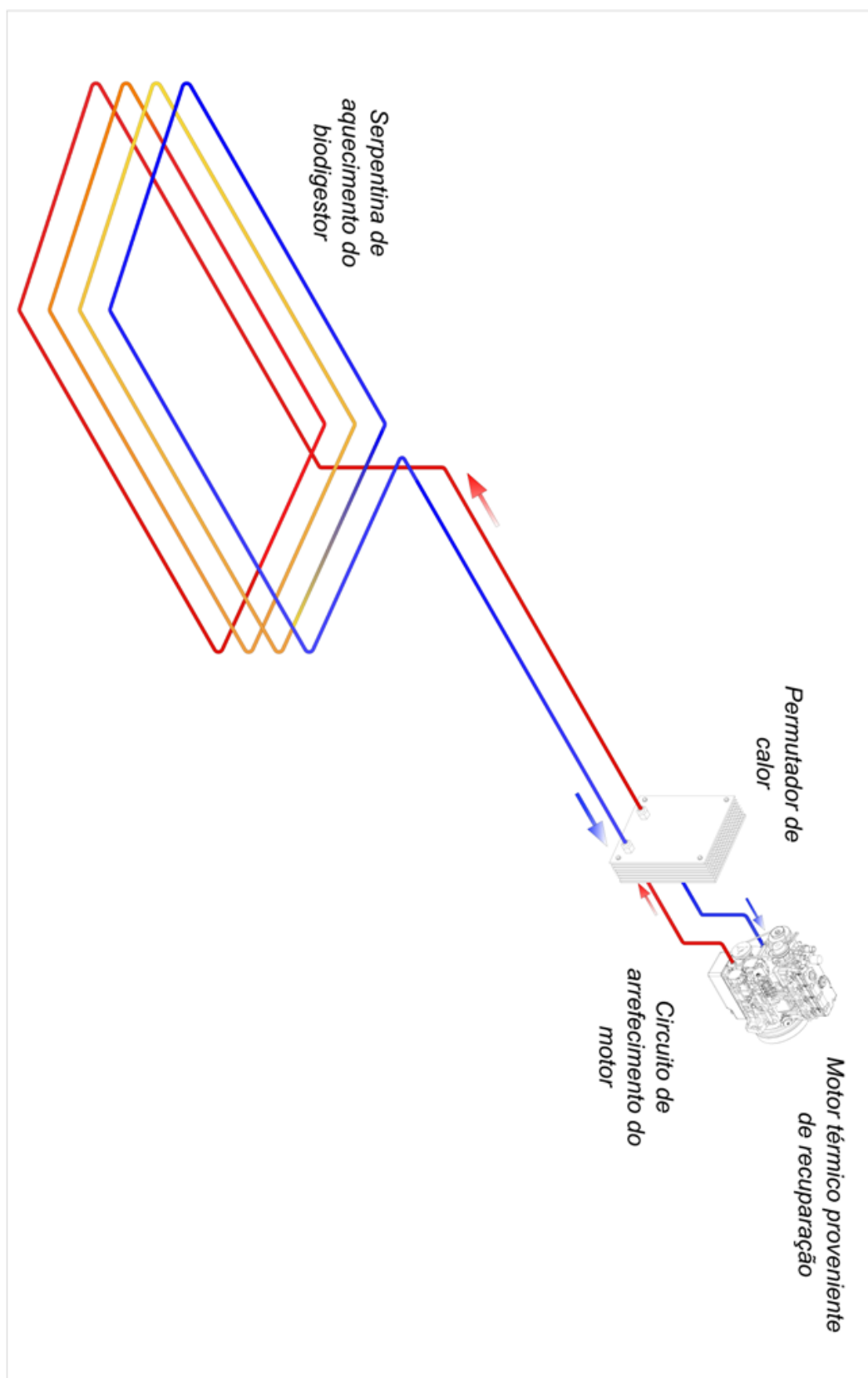
Anexo 2.2 - Esquema de implementação da unidade central - Cogeração

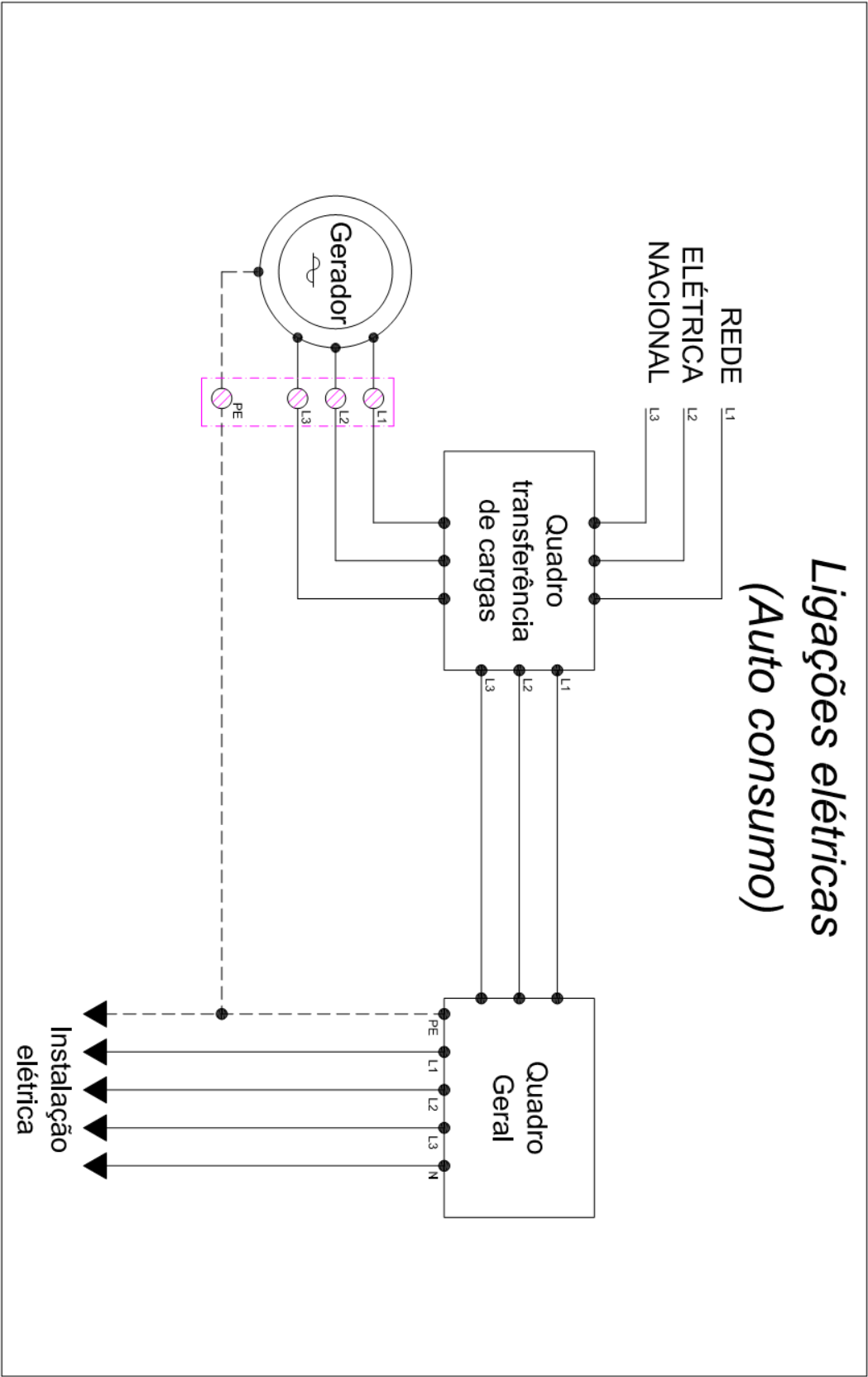


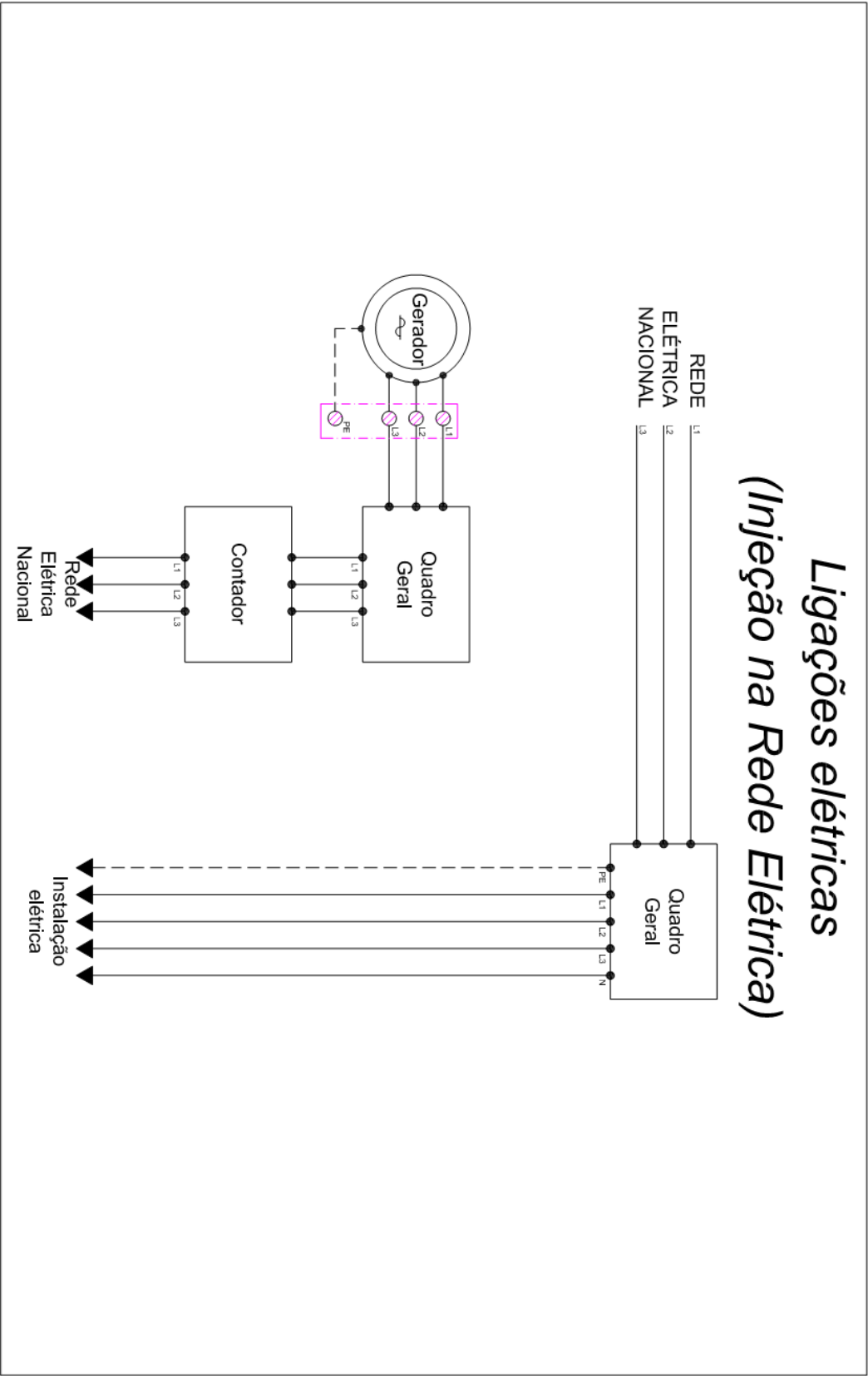
Anexo 2.3 - Esquema de implementação da unidade central - ORC



Anexo 2.4 - Esquema de aquecimento do biodigestor







Anexo 3 - Anexos do Decreto-lei 202/2005 de 24 de Novembro

Artigo 24.º

Regiões Autónomas

1 — A aplicação do presente decreto-lei às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira faz-se sem prejuízo das competências cometidas aos respectivos órgãos de governo próprio e das adaptações que lhe venham a ser introduzidas por diploma regional.

2 — Os produtos das coimas resultantes das contra-ordenações previstas no artigo 17.º quando aplicadas nas Regiões Autónomas constitui receita própria destas.

Artigo 25.º

Entrada em vigor

O presente decreto-lei entra em vigor 30 dias após a sua publicação.

Visto e aprovado em Conselho de Ministros de 8 de Setembro de 2005. — *José Sócrates Carvalho Pinto de Sousa* — *António Luís Santos Costa* — *Fernando Teixeira dos Santos* — *Alberto Bernardes Costa* — *Francisco Carlos da Graça Nunes Correia* — *Jaime de Jesus Lopes Silva* — *António Fernando Correia de Campos*.

Promulgado em 4 de Novembro de 2005.

Publique-se.

O Presidente da República, JORGE SAMPAIO.

Referendado em 14 de Novembro de 2005.

O Primeiro-Ministro, *José Sócrates Carvalho Pinto de Sousa*.

ANEXO I

Cabeça normal

Tabela

Tipo de bovino	Cabeça normal (CN)	Volume de efluente produzido por dia (litros)	
		Feces e urina	Águas brancas
Bovinos com mais de 24 meses de idade	1	45	5
Bovinos com mais de 6 e menos de 24 meses de idade	0,60	27	
Bovinos até 6 meses	0,20	9	

ANEXO II

Tramitação administrativa

1 — O requerimento para a obtenção da licença de actividade é dirigido ao director-geral de Veterinária.

2 — O requerimento é apresentado na direcção regional de agricultura da área de localização da exploração, acompanhado dos seguintes documentos:

- Identificação do requerente e da marca de exploração, domicílio, sede, número de identificação fiscal, número de telefone, telemóvel, fax, correio electrónico e, no caso de pessoa colectiva, identificação dos seus representantes;
- Parecer emitido pela câmara municipal respectiva que documente que as instalações não estão localizadas em área sujeita a proibição ou restrição de edificação;

- Licença de utilização das instalações;
- Planta de localização e de implantação das instalações na escala de 1:1000;
- Plantas técnicas indicando o equipamento e as redes de água de lavagem e de bebida e dos esgotos implantadas nas instalações na escala de 1:100, no caso das explorações leiteiras e dos vitleiros;
- Modelos P1 e P3 emitidos pelo Instituto Nacional de Intervenção e Garantia Agrícola (INGA);
- Número INGA;
- Plano de gestão de efluentes (PGE), quando exigível.

ANEXO III

Requisitos técnicos relativos à sanidade e bem-estar animal e higiene pública veterinária

1 — Para a atribuição da licença, as explorações de bovinos têm de cumprir os seguintes requisitos técnicos:

- Deter a marca de exploração atribuída pela Direcção-Geral de Veterinária, no caso das explorações que à data de entrada em vigor do presente decreto-lei já se encontrem em funcionamento;
- Cumprir com as disposições referentes à protecção dos animais nos locais de criação constantes no n.º 1 do artigo 4.º e no anexo A, ambos do Decreto-Lei n.º 64/2000, de 22 de Abril, e, no caso dos vitleiros, ainda as do Decreto-Lei n.º 48/2001, de 10 de Fevereiro;
- Possuir instalações dotadas de estruturas apropriadas que permitam proceder à carga e à descarga dos animais dos meios de transporte.

2 — Para além dos requisitos estabelecidos no número anterior, as explorações de bovinos leiteiros têm de estar dotadas, em função da capacidade de alojamento, de:

- Instalações reservadas ao alojamento dos animais que permitam boas condições de higiene e limpeza;
- Equipamentos apropriados para limpeza, lavagem e desinfecção das instalações;
- Área de armazenagem adequada para os alimentos e camas;
- Sistema adequado de recolha, tratamento e armazenamento dos chorumes;
- Locais adequados para a ordenha, manipulação, arrefecimento e armazenagem do leite, os quais devem estar situados e construídos de forma a evitar qualquer risco de contaminação do leite, devendo ser fáceis de limpar e lavar e ser dotados de:
 - Paredes e pavimentos facilmente laváveis, nomeadamente nos locais em que existam maiores possibilidades de se sujarem ou serem infectados;
 - Pavimentos que permitam a fácil drenagem dos líquidos e ofereçam boas condições para a eliminação de efluentes;
 - Sistemas de ventilação e iluminação satisfatórios;
 - Um sistema de abastecimento de água potável adequado e suficiente, de acordo

com os parâmetros indicados em legislação específica;

- v) Uma separação adequada de quaisquer fontes de contaminação, tais como as instalações sanitárias e as estrumeiras;
- vi) Acessórios e equipamentos fáceis de limpar, lavar e desinfetar;
- vii) Um tanque de refrigeração de leite adequado ao mesmo, o qual tem de estar devidamente separado dos locais de estabulação;
- viii) As salas e locais em que o leite é armazenado, manipulado e arrefecido devem ser protegidas da proximidade e intrusão de animais.

3 — Se for utilizado um sistema de ordenha móvel, para além de satisfazer as exigências referidas nas alíneas iv) e vi) do número anterior, o sistema tem obrigatoriamente de:

- a) Localizar-se num solo isento de qualquer acumulação de excrementos ou outros resíduos;
- b) Garantir a protecção do leite durante todo o período em que é utilizado;
- c) Ser construído em material que assegure a manutenção das superfícies internas em boas condições de higiene.

4 — Tem de ser assegurado de forma eficaz o isolamento dos animais suspeitos ou portadores de uma das doenças referidas no n.º 1 do capítulo I do anexo A da Portaria n.º 533/93, de 21 de Maio, ou a separação dos animais referidos no n.º 3 do referido capítulo do resto do efectivo animal.

ANEXO IV

Normas técnicas para a valorização agrícola de efluentes das explorações de bovino

1 — Para efeitos do disposto nas presentes normas técnicas, entende-se por:

- a) «Águas brancas» as águas provenientes da lavagem da instalação de ordenha e do tanque de refrigeração do leite. Estas águas possuem vestígios de leite e de soluções de limpeza, nomeadamente detergentes e desinfectantes;
- b) «Águas verdes» as águas provenientes da lavagem das áreas de espera, do pavimento e das paredes da sala de ordenha, podendo estas águas conter pequenas quantidades de dejectos e vestígios de produtos de limpeza;
- c) «Capacidade total de armazenagem de efluentes» o somatório da capacidade de contenção dos efluentes, designadamente fossas, nitreiras, valas de condução dos efluentes dos estábulos até ao sistema geral de armazenamento, lagoas impermeabilizadas e outros reservatórios previstos para o efeito, sendo ainda de contabilizar nesta capacidade total a volumetria contratualizada, quer seja aluguer de fossas (cisternas), quer acesso a unidades de tratamento de águas residuais (ETAR);
- d) «Capacidade de armazenagem por cabeça normal» o volume necessário para armazenar durante quatro meses o efluente de um animal adulto, correspondendo a 7 m³ ou a 6 m³ caso

haja lugar a separação da fracção líquida (por um qualquer método, mecânico, químico ou físico), e devendo a capacidade de armazenamento ser suficiente para conter o chorume de, pelo menos, quatro meses, a menos que tenha um sistema de eliminação seguro e que funcione durante todo o ano;

- e) «Chorume» a mistura de dejectos sólidos e líquidos com as águas brancas e verdes, contendo, por vezes, restos de rações, de palhas ou de feno, podendo apresentar um maior ou menor grau de diluição e incluir as escorrências provenientes das nitreiras;
- f) «Fertilizante» qualquer substância utilizada com o objectivo de directa ou indirectamente manter ou melhorar a nutrição das plantas;
- g) «Fertilizantes orgânicos e correctivos orgânicos» as matérias de origem animal utilizadas para manter ou melhorar a nutrição vegetal e as propriedades físicas e químicas e a actividade biológica dos solos, quer separada quer conjuntamente; podem incluir o chorume, o conteúdo do aparelho digestivo e o produto da compostagem.

2 — O plano de gestão de efluentes (PGE) constitui parte integrante e obrigatória do processo de licenciamento de actividade das explorações de bovinos, devendo ser apresentado em modelo próprio a aprovar por despacho do Ministro da Agricultura, do Desenvolvimento Rural e das Pescas, e nele deverão constar os seguintes elementos:

- a) Dados identificativos do titular;
- b) Dados de localização da exploração incluindo modelos P1 e P3 do INGA;
- c) Identificação das actividades desenvolvidas;
- d) Identificação dos efectivos pecuários;
- e) Descrição do sistema de estabulação e respectivas capacidades de armazenamento de chorumes e estrumes;
- f) Estimativa de produção anual de chorumes (fases sólida e líquida);
- g) Descrição do sistema cultural praticado por parcela;
- h) Forma de aplicação ao solo dos chorumes;
- i) Cronograma indicativo de aplicação;
- j) Quantidades a aplicar por parcela;
- l) No caso de a gestão de efluentes não ser efectuada exclusivamente na exploração, a identificação completa do destinatário, o contrato estabelecido e as quantidades exportadas com o respectivo cronograma indicativo de exportação.

3 — Caso o criador pretenda admitir no PGE condições de excepção relativamente às estipuladas no presente anexo, deve apresentar, para além dos elementos atrás referidos, resultados analíticos de teor de azoto do solo, dos efluentes e da água de rega.

4 — A aplicação de efluentes ao solo fica condicionada nas seguintes situações:

- a) Nos meses de Novembro, Dezembro e Janeiro;
- b) Em solos inundados ou inundáveis;
- c) Em solos declivosos, por classe de declive, de acordo com as normas do Código de Boas Práticas Agrícolas da Auditoria do Ministério da

Agricultura, do Desenvolvimento Rural e das Pescas.

5 — É vedada a aplicação de efluentes nas margens das linhas de água, nomeadamente as temporárias e junto a captações de água destinadas a consumo humano, de acordo com o previsto nos Decretos-Leis n.ºs 382/99, de 22 de Setembro, e 46/94, de 22 de Fevereiro.

6 — É obrigatória a utilização de adjuvantes antiodor (aditivos) em distribuições de chorume a distâncias inferiores a 70 m de habitações de terceiros.

7 — É obrigatória a incorporação no solo dos efluentes até vinte e quatro horas após a sua aplicação, constituindo excepções:

- O caso de sementeira directa, em que, não havendo lugar a incorporação, dever-se-á proceder a rega ou a aplicação por injeção no solo;
- O caso de aplicação em cobertura nos meses de Fevereiro e Março;
- O caso de coberturas de Abril a Outubro, devendo proceder-se a rega.

8 — As quantidades limite de aplicação ao solo de efluentes, com uma composição de 2,8 kg N/m³, encontram-se definidas na seguinte tabela:

	Quantidades máximas de estrumes ou chorumes (metros cúbicos/hectare/ano) a aplicar ao solo.	
	Sem separação de frações	Com separação de frações (fracção líquida)
Solo com duas culturas por ano	120	140
Solo com uma cultura de regadio/ano	90	110
Solo com uma cultura de sequeiro/ano	40	50
Solo florestal e terrenos não cultivados	20	

9 — Os valores da tabela anterior foram estabelecidos de acordo com o tipo de uso do solo, da área onde se pretende efectuar a aplicação e da tecnologia de tratamento dos efluentes (efluente bruto ou fracção líquida, separada por via química, biológica ou física).

10 — Na situação de duas culturas (milho mais feijões), a aplicação ao solo dos chorumes efectua-se em $\geq 50\%$ ao milho, $\leq 25\%$ à sementeira da cultura de Inverno e $\leq 25\%$ à cobertura da cultura de Inverno (mês de Fevereiro).

11 — As explorações de bovinos abrangidas pelo presente anexo devem possuir uma capacidade mínima total de armazenamento de efluentes correspondente a:

- $\geq 7 \text{ m}^3$ por CN, para explorações dotadas apenas de armazenagem;
- $\geq 6 \text{ m}^3$ por CN, para explorações com sistema de separação (sejam mecânicos, físicos ou químicos) da fracção sólida e líquida.

12 — A capacidade de armazenamento da exploração pode ser obtida através do acesso por contratualização com entidades públicas, privadas ou de associações de produtores.

13 — É obrigatória a existência de um sistema de drenagem das águas pluviais que permita a separação dos efluentes de pecuária e condições que permitam a condução das águas de lavagem do equipamento de ordenha

e armazenamento do leite para o colector geral de efluentes de pecuária.

14 — Deve existir uma rede de drenagem de efluentes na área de conservação de ensilagens de erva ou ferrejos impermeabilizada e canalizada para o sistema geral, apenas no caso de a forragem ensilada produzir efluentes.

15 — Compete aos serviços e organismos do Ministério da Agricultura, do Desenvolvimento Rural e das Pescas elaborar e difundir os modelos de registo das fertilizações minerais e orgânicas, por parcela, necessários à correcta execução do presente anexo.

ANEXO V

Declaração de actividade de exploração de bovinos

N.º de ordem:

Proprietário ou detentor:

NOME:

MORADA:

NIF:

Telefone: Fax: E-mail:

Identificação da Exploração:

Designação:

Distrito: Concelho: Freguesia:

Classificação da exploração:

Produção de leite ☐ Recria e acabamento ☐

Vacas leiteiras ☐ Fins lúdicos ☐

Vitelos ou vitelinhos ☐

O Criador,

DIRECÇÃO REGIONAL DE AGRICULTURA

Recebido e verificado em

Por Em

ANEXO VI

Licença de exploração bovina

N.º de licença:

Proprietário ou criador:

NOME:

MORADA:

NIF:

Identificação da Exploração:

Designação:

Distrito: Concelho: Freguesia:

Classificação da exploração (artigo 3º do Decreto-Lei n.º / de de):

Tipo de licença (artigo 5º do Decreto-Lei n.º / de de):

Tipo A ☐ Tipo B ☐ Tipo C ☐

DIRECÇÃO-GERAL DE VETERINÁRIA

Emitta em: a de de

O Director-Geral de Veterinária (assinatura e carimbo)

ANEXO VII

Requisitos de funcionamento

As explorações de bovinos devem observar os seguintes requisitos de funcionamento:

- Cumprir as disposições referentes à identificação, registo e circulação de animais constantes de legislação específica;

- b) Admitir somente animais identificados e provenientes de efectivos sem restrições sanitárias ou outros bovinos que satisfaçam as condições previstas no presente decreto-lei, devendo o proprietário ou o detentor, quando os animais são admitidos, proceder ou mandar proceder à verificação das marcas de identificação dos animais e dos documentos sanitários ou outros documentos de acompanhamento específicos da espécie ou categoria em questão;
- c) Ser periodicamente submetidas a rastreios integrados no Plano Nacional de Saúde Animal, a fim de se verificar se continuam a ser preenchidas as condições que permitiram a manutenção da licença de actividade;
- d) Possuir um registo ou suporte informático, que deve ser conservado durante, pelo menos, três anos, no qual, com base no documento de acompanhamento ou nos números ou marcas de identificação dos animais, sejam inscritas as seguintes informações:
 - i) O nome do proprietário, a origem, a data de entrada, a data de saída, o número e a identificação dos animais chegados à exploração e o seu destino previsto após a saída;
 - ii) O número de registo do transportador e a matrícula do camião que descarrega ou carrega os animais na exploração;
- e) Assegurar que os bovinos não contactam, em momento algum, com outros animais que não tenham o mesmo estatuto sanitário.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Assembleia Legislativa

Decreto Legislativo Regional n.º 18/2005/M

Aprova a orgânica da Inspeção Regional de Finanças

A Inspeção Regional de Finanças (IRF) deve ser vista, cada vez mais, como um serviço com independência técnica e que, atenta a natureza de entidade de controlo da administração financeira da Região Autónoma da Madeira, orienta a sua actividade, não só para a análise da legalidade e regularidade das despesas como também para a apreciação da boa gestão da Administração Pública Regional.

A actual lei orgânica da IRF, aprovada pelo Decreto Regulamentar Regional n.º 15/94/M, de 26 de Novembro, e alterada pelo Decreto Regulamentar Regional n.º 5/95/M, de 4 de Abril, resultou da necessidade de consagrar na Administração Pública Regional um serviço vocacionado para o controlo e fiscalização financeira dos serviços da Administração Pública e das autarquias locais.

Entretanto, a evolução da autonomia regional e as exigências cada vez maiores de controlo financeiro justificam uma alteração da lei orgânica da IRF.

A orgânica aprovada pelo Decreto Regulamentar Regional n.º 15/94/M, de 26 de Novembro, não prevê, de uma forma expressa, a possibilidade de intervenção da IRF em sectores privados que beneficiam de apoios da Administração Pública Regional, sendo, igualmente,

omissa no que se refere ao sector público empresarial, aspecto que fica salvaguardado nesta alteração.

Este diploma adopta o modelo da Inspeção-Geral de Finanças, vertido, fundamentalmente, nos Decretos-Leis n.ºs 249/98, de 11 de Agosto, e 536/99, de 13 de Dezembro, sendo contemplado um modelo de gestão mais flexível, directamente orientado para a realização da missão cometida à IRF.

O quadro de pessoal da IRF tem em atenção as alterações legislativas ocorridas, nomeadamente, nas designações das carreiras do regime geral, estando previstas, ainda, outras carreiras.

A revisão da lei orgânica resulta, deste modo, da necessidade de adequar o campo de actuação da IRF às novas situações surgidas e cujo controlo financeiro se torna cada vez mais premente.

Com o presente diploma são actualizadas as atribuições da IRF, sendo alargadas as suas competências e especificados os meios necessários à prossecução das suas funções.

Assim:

A Assembleia Legislativa da Madeira decreta, nos termos da alínea a) do n.º 1 do artigo 227.º da Constituição da República Portuguesa e da alínea c) do n.º 1 do artigo 37.º do Estatuto Político-Administrativo da Região Autónoma da Madeira, aprovado pela Lei n.º 13/91, de 5 de Junho, e revisto pelas Leis n.ºs 130/99, de 21 de Agosto, e 12/2000, de 21 de Junho, o seguinte:

Artigo 1.º

É aprovada a estrutura orgânica da Inspeção Regional de Finanças, anexa ao presente diploma, da qual faz parte integrante.

Artigo 2.º

São revogados os Decretos Regulamentares Regionais n.ºs 15/94/M, de 26 de Novembro, e 5/95/M, de 4 de Abril.

Artigo 3.º

O presente diploma entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação.

Aprovado em sessão plenária da Assembleia Legislativa da Região Autónoma da Madeira em 25 de Outubro de 2005.

O Presidente da Assembleia Legislativa, *José Miguel Jardim d'Olival Mendonça*.

Assinado em 7 de Novembro de 2005.

Publique-se.

O Ministro da República para a Região Autónoma da Madeira, *Antero Alves Monteiro Diniz*.

Orgânica da Inspeção Regional de Finanças

CAPÍTULO I

Natureza, âmbito e atribuições

Artigo 1.º

Natureza e âmbito

1 — A Inspeção Regional de Finanças, adiante designada por IRF, é o serviço da Secretaria Regional do

Anexo 4 - Horas de funcionamento real de cada produtor

Propriedade	Biogás (m ³ /animal/dia)	Tempo de funcionamento (horas)	Potência do gerador (kW)	Energia diária (kWh)	Energia anual (kWh)
Casa agrícola Outeiro de Moinho Lda	69	5,3	20	107	38.962
José Alvaro Barbosa Ferreira	205	5,7	72	410	149.662
Sociedade agro-pecuária de Veiga de Peso	243	6,8	72	486	177.562
Sociedade Francisco Marques e carvalho Lda	137	5,7	45	257	93.896
Jorge Guimarães Vieira de Araújo	98	5,1	29	149	54.378
Manuel Joaquim Ferreira da Cunha	123	5,1	45	231	84.238
Manuel Oliveira da Silva	62	4,8	20	96	35.000
Amabelia Esteves	69	5,3	20	106	38.632